

**Analyse der Energieflüsse von Biogasanlagen
und Entwicklung von Effizienzparametern für die
Energiepflanzenvergärung**

Dissertation

zur Erlangung des Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät
der Universität Rostock

Rostock, 2018

vorgelegt von:

Elmar Fischer

aus Leipzig

geboren am 29.12.1975 in Braunschweig

Gutachter:

1. Prof. Dr.-mont. Michael Nelles
Professur für Abfall und Stoffstromwirtschaft, Universität Rostock
2. Prof. Dr.-Ing. Christina Dornack
Institut für Abfall und Kreislaufwirtschaft, Technische Universität Dresden
3. Prof. Dr.-Ing. Uwe Jung
Lehrgebiet Kraftwerkstechnik/Energiewirtschaft, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig

Datum der Einreichung: 13. September 2017

Datum der Verteidigung: 20. April 2018

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	III
Abkürzungen.....	VII
Zur Dissertation gehörige Zeitschriftenaufsätze	IX
Tagungs- und Posterbeiträge.....	IX
Weitere Zeitschriftenaufsätze des Autors mit Bezug zum Thema Biogas.....	X
Sonstige referierte Zeitschriftenaufsätze.....	XI
0 Kurzfassung.....	XII
1 Einleitung.....	1
1.1 Hintergrund.....	1
1.2 Problemstellung	2
1.3 Zielsetzung	4
2 Erzeugung und Nutzung von Biogas	7
2.1 Branchenentwicklung	7
2.1.1 Zubau und Verteilung in Deutschland	7
2.1.2 Vor-Ort-Verstromung	9
2.1.3 Biomethan.....	11
2.2 Inputstoffe zur Biogaserzeugung	12
2.2.1 Substrateinsatz.....	12
2.2.2 Fossiler Energieaufwand und Flächeneffizienz	13
2.3 Technische Konzepte und Verfahren.....	15
2.3.1 Neubaukonzepte	15
2.3.2 Repowering – Umrüstung von Biogasanlagen	17
2.3.2.1 Verwendung des Begriffs im Kraftwerkssektor	17
2.3.2.2 Anwendung im Biogassektor	21
3 Grundlagen der energetischen Bewertung von Biogasanlagen.....	24
3.1 Systemgrenzen.....	24
3.1.1 Aufbau der Prozesskette	24
3.1.2 Systemgrenzen der Vor-Ort-Verstromung	25
3.1.3 Systemgrenzen von Biomethananlagen.....	30

3.2	<i>Begriffe der Energietechnik</i>	31
3.2.1	Nennleistung	31
3.2.2	Wärmeleistung	31
3.2.3	Substratleistung	32
3.2.4	Volllaststunden	34
3.2.5	Bemessungsleistung	34
3.2.6	Wirkungs- und Nutzungsgrade	36
3.2.7	Arbeitsausnutzung	36
3.2.8	Effizienz	37
3.2.9	Brennstoffausnutzungsgrad	37
3.2.10	Strom- und Wärmeausbeute	38
3.3	<i>Leistungsbewertung von Biogasanlagen</i>	39
3.3.1	Modelle zur Bewertung der Biogasproduktion	39
3.3.2	Bewertung der Biogaskonversion	46
3.3.3	Anlagenbewertung anhand spezifischer Benchmarks	48
3.3.4	Anlagenbewertung anhand der Energieflüsse	50
3.3.5	Abgleich von Produktion und Konversion	51
3.3.6	Brennwertbasierte Charakterisierung der Inputmaterialien	54
3.3.7	Berechnung von zusätzlichen Brennwertdaten aus Elementaranalysen	57
3.4	<i>Prozessenergiebedarf von Biogasanlagen</i>	58
3.4.1	Stand des Wissens zum elektrischen und thermischen Eigenbedarf	59
3.4.2	Bilanzierung der Eigenenergiebedarfe	62
4	Methodisches Vorgehen - Analyse von Energieflüssen	65
4.1	<i>Entwicklung eines Bilanzierungsansatzes</i>	65
4.1.1	Anforderungen	65
4.1.2	Struktur	68
4.1.3	Kapazitätzahl	69
4.1.4	Arbeitsausnutzung	70
4.1.5	Brennstoffausnutzungsgrad	71
4.2	<i>Detaillierte Analyse von Energieflüssen</i>	75
4.2.1	Voraussetzungen an Praxisanlagen	75
4.2.2	Bilanzgleichungen	76
4.2.3	Kennzahlen zur Bewertung	82
5	Energetische Bewertung des Biogasanlagenbetriebs	85

5.1	<i>Brennwerte von Biogassubstraten</i>	85
5.1.1	Messergebnisse nach Substratgruppen	85
5.1.2	Ergänzende Daten aus der Literatur	87
5.1.3	Ableitung von Richtwerten	89
5.2	<i>Beschreibung der untersuchten Anlagen</i>	91
5.2.1	Biogasanlage 1 – einstufige Anlage mit 360 kW _{el}	92
5.2.2	Biogasanlage 2 – zweistufige Anlage mit 537 kW _{el}	93
5.2.3	Biogasanlage 3 – zweistufige Anlage mit 550 kW _{el}	94
5.2.4	Biogasanlage 4 – zweistufige Anlage mit 530 kW _{el}	95
5.2.5	Vergleich der Anlagen	96
5.2.6	Weitere Vergleichsanlagen	98
5.3	<i>Energieflussanalyse</i>	101
5.3.1	Energieflüsse der Biogasanlage 1	102
5.3.2	Energieflüsse der Biogasanlage 2	103
5.3.3	Energieflüsse der Biogasanlage 3	105
5.3.4	Energieflüsse der Biogasanlage 4	106
5.3.5	Vergleich der Energieflüsse	107
5.3.6	Modellierung der Energieflüsse einer Anlage mit 500 kW _{el} bei variablen Substratanteilen	108
5.4	<i>Bilanzierung auf Basis des Brennstoffausnutzungsgrades</i>	113
5.4.1	Anwendung auf die untersuchten Anlagen	113
5.4.2	Änderung des Brennstoffausnutzungsgrades über mehrere Betriebsjahre	117
5.5	<i>Anwendung auf Anlagen zur bedarfsgerechten Stromproduktion</i>	120
5.6	<i>Anaerob nutzbares Energiepotenzial</i>	123
5.6.1	Entwicklung eines Korrekturansatzes	123
5.6.2	Bestimmung von Korrekturwerten und Anwendung	126
5.6.3	Korrektur des anaerob nutzbaren Potenzials bei steigenden Gülleanteilen	128
5.6.4	Anpassung des Korrekturwerts	132
6	<i>Diskussion und Handlungsempfehlungen</i>	136
6.1	Allgemeiner Anwendungsbereich und Grenzen	136
6.2	Brennwertbestimmung	137
6.3	Energieflussanalyse	138
6.4	Brennstoffausnutzungsgrad	142
6.5	Flexibilisierung	144

6.6	<i>Korrektur des Brennstoffausnutzungsgrades.....</i>	145
7	Fazit und Ausblick	147
A	Anhang.....	149
A.1	<i>Literaturverzeichnis.....</i>	149
A.2	<i>Abbildungsverzeichnis.....</i>	163
A.3	<i>Tabellenverzeichnis</i>	166
A.4	<i>Thesen zur Dissertation</i>	168
A.5	<i>Daten.....</i>	170
A.5.1	Brennwertdaten	170
A.5.2	Daten der Energieflussanalyse	171
A.5.3	Anlagendaten Biogasmessprogramm I.....	173
A.5.4	Anlagendaten Biogasmessprogramm II.....	175
A.5.5	Anlagenmodelle	178
A.5.6	Wärmenutzungskonzept BGA 4	181

Abkürzungen

BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BVT	Beste verfügbare Technologie
C	Kohlenstoff
CCM	Corn-Cob-Mix
DBU	Deutsche Bundesstiftung Umwelt
DüMV	Düngemittelverordnung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EROI	Energy Return of Investment
FM	Feuchtmasse
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
FoTS	Fermentierbare organische Trockensubstanz
FQ	Fermentationsquotient
Ges-N	Gesamtstickstoff
GRL	Gärrestlager
h	Stunde
H _l	Unterer Heizwert
H _s	Oberer Heizwert - <i>Brennwert</i>
IED	Industrial Emission Directive - Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU
J	Joule
K	Kalium
kg	Kilogramm
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
LCA	Life-Cycle-Assessment - <i>Ökobilanz</i>
m ³	Kubikmeter
N	Stickstoff
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
NH ₄ -N	Ammoniumstickstoff
oTS	Organische Trockensubstanz
P	Phosphor
s	Sekunde
t	Tonne
TS	Trockensubstanz
VOC	Volatile Organic Compounds
W	Watt
Wh	Wattstunde

WHG	Wasserhaushaltsgesetz
XA	Ascheanteil

Zur Dissertation gehörige Zeitschriftenaufsätze

Fischer, E. (2009): Zukünftige Anforderungen an die Bereitstellung von Biomassen für die Biogasproduktion. GWF-Gas-Erdgas 150(11), S. 658–661

Fischer, E.; Postel, J.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2015): Wirkungs- und Nutzungsgrade der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffe und Gülle. VGB PowerTech 95(1/2), S. 68–73

Fischer, E.; Postel, J.; Ehrendreich, F.; Nelles, M. (2016): Energetische Bewertung von Biogasanlagen mit Hilfe des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades. Landtechnik 71 (4), S.139-154, <http://dx.doi.org/10.1515/lt.2016.3132>

Tagungs- und Posterbeiträge

Fischer, E. (2010): Entwicklung eines Berechnungsverfahrens zur Effizienzbewertung von Biogasanlagen. In: 3. Innovationskongress. Hg. ProFair Consult+Project GmbH

Fischer, E. (2010): Innovative Energienutzungskonzepte mit Unterscheidung der Nutzungsvarianten BHKW, Mikrogasnetz und Gaseinspeisung. In: Biogas, Erneuerbare Energien und Umwelt. Hg. Biogasvereinigung a.s.b.l., S. 3–14

Fischer, E. (2010): Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität - Neue Ansätze und Marktentwicklungen. Teil II: Anlagentechnik - Biochemische Umwandlung, Leipzig

Fischer, E.; Postel, J.; Ehrendreich, F. (2014): Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen. Posterbeitrag. In: Bedarfsgerechte Stromerzeugung – eine betriebsspezifische Entscheidung. Hg. Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie

Fischer, E.; Postel, J.; Ehrendreich, F. (2015): Repowering im Biogasanlagenbestand. Einführung des Nutzungsgrades zur Bewertung von effizienzsteigernden Maßnahmen. In:

Biogas in der Landwirtschaft. Stand und Perspektiven. Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Darmstadt, KTBL-Schriften-Vertrieb

Fischer, E.; Postel, J.; Stur, M.; Fischer, E. (2015): Repowering im Biogasanlagenbestand. Einführung des Nutzungsgrades zur Bewertung von effizienzsteigernden Maßnahmen. In: Forschungskolloquium Bioenergie. Hg. Karl, J.

Fischer, E.; Uhl, C.; Scholwin, F. (2009): Untersuchungen zum Vergleich der Stoff- und Energieflüsse von Biogasanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe. In: Band 1 - Vorträge. Hg. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising, S. 181–192

Krassowski, J.; Gomez, J. S.; Strauch, S.; Fischer, E. (2013): Optimierung von Bioabfallanlagen. In: Fachverband Biogas e.V. (Hrsg.): Biogas, S. 195-202

Liebetrau, J.; Fischer, E.; Kristic, O. (2013): Effizienz der Energiebereitstellung aus Biogas. In: Biogas 2013. Energieträger der Zukunft. Hg. Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, VDI-Verlag, S. 21–36

Schumacher, B.; Fischer, E.; Postel, J.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Liebetrau, J. (2013): Performance Evaluation of Biogas Plants in Germany. In: Biogas Engineering and Application. Hg. Renjie, D.; Raninger, B., Beijing, China Agricultural University Press, S. 176–186

Weitere Zeitschriftenaufsätze des Autors mit Bezug zum Thema Biogas

Fischer, E. (2007): Praxisreif, aber teuer. ORC-Anlagen. *joule* (3), S. 46–49

Körner, I.; Fischer, E.; Kaltschmitt, M. (2009): Erweiterung der Bioabfallverwertung um energetische Nutzungsoptionen. *Wasser und Abfall* (11), S. 21–26

Schmidt, T.; Fischer, E.; Höra, S.; Franz, M. (2010): Potenziale und Chancen für die Biogasproduktion in Kenia. *BIOGAS Journal* 13(2), S. 84–87

Fischer, E.; Powrosnik, A.-M.; Beil, C. (2013): Prozessstabilität und Biogasausbeute bei der Vergärung von Pferdemist im Labormaßstab. *Landtechnik* 68(4), S. 248–251, <http://dx.doi.org/10.1515/lt.2013.234>

Janzon, R.; Schütt, F.; Oldenburg, S.; Fischer, E.; Körner, I.; Saake, B. (2014): Steam pretreatment of spruce forest residues: Optimal conditions for biogas production and enzymatic hydrolysis. *Carbohydrate Polymers* 100, S. 202–210, <http://dx.doi.org/10.1016/j.carbpol.2013.04.093>

Sonstige referierte Zeitschriftenaufsätze

Wehmhöner, D.; Dieterich, G.; Fischer, E.; Baumgärtner, M.; Wehland, J.; Jänsch, L. (2005): "LaneSpector", a tool for membrane proteome profiling based on sodium dodecyl sulfate-polyacrylamide gel electrophoresis/liquid chromatography-tandem mass spectrometry analysis: application to *Listeria monocytogenes* membrane proteins. *Electrophoresis* 26(12), S. 2450–2460, <http://dx.doi.org/10.1002/elps.200410348>

Dieterich, G.; Karst, U.; Fischer, E.; Wehland, J.; Jänsch, L. (2006): LEGER: knowledge database and visualization tool for comparative genomics of pathogenic and non-pathogenic *Listeria* species. *Nucleic acids research* 34(Database issue), S. D402-6, <http://dx.doi.org/10.1093/nar/gki071>

0 Kurzfassung

Der Ausbau der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung in Deutschland seit dem Jahr 2000 wurde wesentlich durch den Einsatz nachwachsender Rohstoffe ermöglicht. Mit der Erwartungshaltung, dass Biogas eine Rolle im Energiesystem der Zukunft einnimmt, wurden Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, zur Einspeisung ins Erdgasnetz und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen errichtet. Der Betrieb dieser Anlagen wird bis heute den Anforderungen, welche an einen Kraftwerksprozess gestellt werden, nicht gerecht. So fehlen einheitliche Bewertungsmaßstäbe und daraus abgeleitete Richtlinien, welche die Biogasanlage auch als Kraftwerk im engeren Sinne analysieren und Optimierungsansätze bieten. Insbesondere im Bereich der anlagenbezogenen Energiebilanzen besteht ein Wissensdefizit.

Mit der vorliegenden Arbeit soll diese Lücke geschlossen werden, indem eine Analyse der Energieflüsse von Biogasanlagen vorgenommen wird und Methoden der Energie- und Kraftwerkstechnik auf den Biogassektor übertragen werden. Da anaerobe Abbauprozesse in Abhängigkeit von der chemischen Beschaffenheit der Inputstoffe nur einen Teil der Organik umsetzen können, wird ein Korrekturfaktor für das anaerob nutzbare Energiepotenzial vorgeschlagen. Dieser dient der besseren Vergleichbarkeit von Biogasanlagen mit verschiedenen Substratkonzepten. Für Betreiber von Biogasanlagen wird damit eine Bewertung des Anlagenbetriebs ermöglicht, die leicht in die Betriebsdatenauswertung und auch in das Prozessleitsystem der Anlage integriert werden kann.

Die Analyse der Energieflüsse zeigte, dass selbst bei gut funktionierenden Anlagen etwa 25 % der mit dem Substrat zugeführten Energie ungenutzt im Gärrest verbleiben. Dieser Anteil stellt zusammen mit der oftmals ungenutzten Abwärme das vorrangige Ziel für Anlagenoptimierungen dar. Lediglich 20 % des Energiepotenzials können in elektrische Energie überführt werden. In Bezug auf die zugeführte Substratenergie spielen thermische Energieflüsse und der Eigenstrombedarf eine untergeordnete Rolle.

Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad einer Biogasanlage wurde mit maximal 40,5 % berechnet. Im Vergleich mit Biogasanlagen der Biogasmessprogramme I & II kann ein mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad von 20,0 %, für Anlagen die keine oder nur geringe Wärmenutzungsgrade aufweisen, als Richtwert angenommen werden. Bei optimaler Ausschöpfung des Substratpotenzials und vollständiger Wärmenutzung ist ein theoretischer mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad von 50 % denkbar.

Schlagwörter: Biogas, Effizienz, Brennwert, Energiebilanz

english:

The expansion of agricultural biogas production in Germany since the year 2000 was made possible by the use of energy crops. With the expectation that biogas will play a role in the energy system of the future, plants have been set up for coupled heat and power generation, for feeding into the natural gas grid and for the provision of system services. Until today, the operation of such plants does not meet the demands placed on a power plant process. There is a lack of standard assessment criteria and guidelines, which analyze the biogas plant as a power plant and offer optimization approaches. In particular, a lack of knowledge regarding plant-related energy balances can be assumed.

The aim of this work is to close this gap by analyzing the energy flows of biogas plants and by adapting methods of power engineering to the sector of agricultural biogas production. Depending on the chemical nature of the input materials, anaerobic degradation processes are not able to use the organics exhaustively. Therefore a correction factor for the anaerobic energy potential is proposed. The idea is to improve the comparability of biogas plants operating with different types of substrates. For operators of biogas plants, the approach can be easily used for the evaluation of operating data and can be integrated in the process control system with low efforts.

The analysis of the energy fluxes showed that, even in well-functioning plants, approximately 25 % of the energy supplied remains in the fermentation residue. This share, together with the often unused waste heat, is the primary target for plant optimization. Another 20 % of the energy potential can be transferred to electrical energy. With regard to the chemical energy supplied, thermal energy flows and the inherent power requirement play a subordinate role.

The average mean fuel efficiency of a biogas plant was calculated with a maximum of 40.5%. Compared to biogas plants of two broad german monitoring projects, an average mean fuel efficiency of 20.0% can be assumed as a guideline value for plants which have no or only low heat utilization. With optimum utilization of the substrate potential and complete heat utilization, a theoretical average mean fuel efficiency of 50% is conceivable.

Keywords: biogas, efficiency, higher heating value, energy balance

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe hat sich in den letzten Jahren nirgends annähernd so schnell entwickelt, wie in Deutschland. Insbesondere die Erzeugung und Nutzung von Biogas hat einen flächendeckenden Ausbau zu verzeichnen. Die jeweils 2004 und 2009 erfolgten Änderungen der gesetzlichen Grundlage (EEG) hatten eine erhebliche Impulswirkung auf den weiteren Anlagenzubau. So stieg die Zahl der Biogasanlagen von 850 im Jahr 1999 auf etwa 9.009 gegen Ende des Jahres 2016. Die elektrische Leistung der Biogasanlagen betrug zu diesem Zeitpunkt 4.166 MW inklusive Überbauung und Biomethan, das Potenzial zur Stromerzeugung liegt demnach bei rund 29,41 TWh/a. (Fachverband Biogas e.V. 2016) Nach einer weiteren Novellierung im Jahr 2012 und der Neufassung der Vergütungsbedingungen ab 2017 in Form von Ausschreibungen hat sich der Zubau deutlich reduziert. Zudem läuft in wenigen Jahren für erste EEG-Anlagen die Periode der garantierten Einspeisevergütung von 20 Jahren aus.

Der massebasierte Anteil von Energiepflanzen und Gülle an der Biogasproduktion beträgt 92 % was die Rolle der Landwirtschaft in diesem Sektor betont (DANIEL-GROMKE et al. 2014) und sie mit einem Stromverbrauch von 9,5 TWh/a zu einem Nettostromproduzenten macht (BDEW 2016). Seit Ende des Jahres 2006 werden zudem Großanlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz – welches dann als Biomethan bezeichnet wird – errichtet. Die Anzahl in Betrieb befindlicher Biomethananlagen lag Ende 2015 bei 190 mit einer Einspeisemenge von 115.000 m³/h beziehungsweise 8,5 TWh_{HS} (DANY 2016). Durch Ihre besondere Größe und Leistungsfähigkeit ist die Ihnen zukommende Beachtung durchaus berechtigt, zumal der Großteil der Anlagen auf Basis nachwachsender Rohstoffe – vornehmlich mit Maissilage - betrieben wird (DANIEL-GROMKE et al. 2014). Durch die Einspeisung in das Erdgasnetz und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wird die Biogaserzeugung aus Energiepflanzen im Rahmen Ihrer Potenziale zu einer Schlüsseltechnologie der dezentralen Energiebereitstellung.

Die vergütungsrechtlichen und sonstigen Vorschriften wurden im Laufe der Zeit mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung unter der Maßgabe der höchstmöglichen Nutzung der

verfügbaren Bioressourcen angepasst. Die Anforderungen welche eine Anlage bzw. der Betreiber hinsichtlich der Nachweisführung für Einsatzstoffe und der bereitgestellten Energie sowie einer minimalen Umweltbelastung zu erfüllen hat, sind mit den Anpassungen von EEG, BiomasseV, 4. BImSchV, WHG und VAWs - um nur Beispiele zu nennen - erheblich gestiegen. Mit der grundlegenden Umstellung des EEG 2017 auf die Ausschreibung von Vergütungen für Neuanlagen wird der ökonomische Druck auf die Branche durch eine gegenseitige Konkurrenzsituation nochmals erhöht.

1.2 Problemstellung

Die sich vollziehende Entwicklung der Branche, der Umfang der Nutzung von Energiepflanzen und die zunehmende Größe der Anlagen haben sich bis dato nicht auf festgeschriebene Anforderungen an die Effizienz der Prozesskette ausgewirkt. Für industrielle Produktionsbereiche sind derartige Forderungen längst geübte Praxis, für Überwachungsbehörden gelten BVT-Merkblätter und Schlussfolgerungen als Maßgabe¹. Weder existieren in der Biogasbranche allgemein akzeptierte Richtlinien wie 'zum Beispiel der tatsächliche Nutzungsgrad des produzierten Nettoenergieoutputs in Bezug auf das eingesetzte Material bestimmt werden kann, noch welche technischen Vorrichtungen und Nachweise zu verwenden sind. In der Folge ist eine undifferenzierte Entwicklung der Branche erkennbar. Wegener (2006) fasst Aspekte, welche die technische Entwicklung im Biogasbereich nachhaltig geprägt haben, in drei kurzen Punkten zusammen:

„Im Biogasbereich sind drei wesentliche Punkte, die sich in der Praxis finden, kritisch zu betrachten:

- *Die undifferenzierte Förderung von nachwachsenden Rohstoffen;*
- *Die undifferenzierte Förderung innovativer Technologien;*
- *Das zu geringe Vergütungsniveau von Nutzwärme im Verhältnis zum Strom.“*

Da in einem subventionierten System der direkte Wettbewerb fehlt, besteht auch keine Notwendigkeit einheitliche Standards zum Vergleich der Anlagenkapazitäten zu schaffen. Die

¹ Für Anlagen, die der Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU (IED) unterliegen und für die Beste-verfügbare-Technologien definiert wurden.

angesprochene Förderpolitik führte vielmehr zu einer Vielzahl von Betriebsmodellen, die sich vorrangig an der Maximierung der Stromvergütung orientieren, eine Lenkungswirkung bezüglich eines brennstoffeffizienten Kraftwerksbetriebs ist in erst Ansätzen mit dem Ausschreibungsmodell des EEG 2017 erkennbar. Aufgrund dieser Unzulänglichkeiten sind Biogasanlagen untereinander und mit anderen Technologien bisher nicht vergleichbar. Gleichfalls stellt man bei genauerer Betrachtung fest, dass Konzeptions- und Planungsfehler, fehlende technische Weiterentwicklung und unzulängliche Betriebsführung die positiven Aspekte der Biogasbereitstellung – insbesondere die nachgewiesene Minderung der Emission von Treibhausgasen (GERIN et al. 2008; BOULAMANTI et al. 2013; HARTMANN 2006; WEGENER 2006; BÖRJESSON & BERGLUND 2007; BACHMAIER 2012) - abschwächen oder in Einzelfällen sogar überkompensieren. Folglich ist davon auszugehen, dass nicht das größtmögliche energetische Potenzial der eingesetzten Substrate zu Strom und Wärme bzw. Biomethan umgesetzt und auch genutzt wird. Hierbei kann es einerseits zu direkten Umweltschädigungen kommen, die aus Anbau, Anlagenbetrieb und Gärrestausbringung resultieren. Andererseits spielen indirekte Umweltschädigungen, die durch das Nichtausschöpfen des zur Verfügung stehenden Anlagenpotenzials entstehen, eine erhebliche Rolle, da fossile Energieträger nicht im größtmöglichen Umfang durch regenerative Energien substituiert werden.

Für den Anlagenbetreiber ist eine Kontrolle von Leistungsparametern seiner Anlage nur auf Basis von Richtwerten und langfristigen Betriebserfahrungen möglich. Ein Leistungsvergleich mit anderen Anlagen findet entweder aufgrund technischer Unterschiede oder variierender Substrate nur sehr eingeschränkt oder gar nicht statt. Die Identifikation von Verlusten mittels Bilanzierungsansätzen kann schon aufgrund einer uneinheitlichen und hoch variablen Eingangsgröße nicht erfolgen, da das hierfür verwendete Biogas- beziehungsweise Methanbildungspotenzial, welches im Regelfall empirisch mittels Gärtest bestimmt wird, neben der gegebenen Varianz keinen Bezugswert für eine maximal erreichbare Größe darstellt. Die oftmals von der produzierten Strommenge ausgehende rückwärts gerichtete Bilanzierung ist zwar zur Bestimmung einer Mindestmenge an erforderlichem Substrat geeignet, ignoriert aber Anlagenverluste völlig, sofern diese nicht bekannt sind oder abgeschätzt werden können. Insbesondere hinsichtlich des Energiepotenzials eines Einsatzstoffs, sowie seiner Umsetzung im Fermenter herrscht weitgehende Unklarheit über

erreichbare Ausbeuten. Da die Geschwindigkeitskonstanten der Teilreaktionen vergleichsweise gering sind, die Reaktionsdauer im Fermenter zeitlich begrenzt ist, ein Teil der Biomasse im anaeroben Katabolismus nicht verwertet werden kann und ein weiterer Teil der Edukte zum Aufbau von Biomasse verwertet wird, ist davon auszugehen, dass ein quantitativer Umsatz der Edukte in einem endlichen Zeitraum nicht möglich ist (MÄHNERT 2007; RÜCKAUF et al. 1988; BATSTONE et al. 2002; SANDERS et al. 2000; TOVAR-GÓMEZ et al. 1997). Ebenso wenig ist der erreichte Umsatz beispielsweise bei Verwendung von Maissilage mit Standardgasertragswerten bekannt.

1.3 Zielsetzung

Die technische Ausstattung landwirtschaftlicher Biogasanlagen unterliegt fortlaufenden Modifikationen, die seit einigen Jahren unter dem Begriff Repowering zusammengefasst werden. Der Begriff ist zwar aus der Kraftwerkstechnik bekannt und für einige Erneuerbare auch klar beschrieben, im Biogassektor kann aber jede Änderung der technischen Konfiguration oder betrieblicher Abläufe als Repowering verstanden werden. In dieser Arbeit soll daher zunächst eine Definition entwickelt werden, was unter Repowering verstanden werden kann. Die Erzeugung und Nutzung von Biogas stellt einen Kraftwerksprozess dar und unterscheidet sich hinsichtlich der erforderlichen technischen Anlagenausrüstung und des Betreiberwissens deutlich von anderen landwirtschaftlichen, industriellen oder kommunalen Aufgaben in deren Kontext Biogasanlagen überwiegend eingesetzt werden. Da Biogasanlagen überwiegend unter Einsatz von Energiepflanzen betrieben werden, erfolgt die Bilanzierung oftmals unter Einbeziehung vor- und nachgelagerter Prozesse. In dieser Arbeit wird der Ansatz von PFEIFER UND OBERNBERGER (2007) angewendet, der sich auf die Anlagentechnik zur Erzeugung und Nutzung von Biogas beschränkt und den Heizwert H_i der Inputstoffe als Eingangsgröße für eine Energiebilanz verwendet. Da der Heizwert eine feuerungstechnische Kenngröße darstellt, welche die Kondensationswärme des in den Verbrennungsabgasen enthaltenen Wasserdampfs ausklammert, erscheint dieser Wert als absolute Bezugsgröße zur Angabe eines maximalen Energiepotenzials als ungeeignet. Dies begründet sich in der Möglichkeit des Auftretens von Wirkungsgraden größer als 1, die bei der Konversion des Biogases – beispielsweise in Brennwertkesseln - auftreten können. Da solche Angaben irreführend und aus streng thermodynamischer Sicht falsch sind, wird hier

der Brennwert H_s als einheitliche Bezugsgröße für den gesamten Erzeugungs- und Konversionsprozess angewendet. Die Berechnung von Energiebilanzen auf Brennwertbasis erlaubt damit die Angabe eines Gesamtnutzungsgrades, der die Ausschöpfung des maximalen Energiepotenzials beschreibt. Da der Brennwert synonym mit der Standardverbrennungsenthalpie $\Delta_v H^0$ ist, eröffnet dieser Betrachtungsweg die Einbindung von Reaktionsenthalpien in die Gesamtenergiebilanz, beispielsweise auf Basis des stöchiometrischen Modells von (SYMONS & BUSWELL 1933). Der energetische Abbaugrad kann ebenso aus den Brennwertverhältnissen von Inputmaterial und Gärrest ermittelt werden, wobei eine Normierung anhand des Aschegehalts des Inputs – wie auch von (WEIßBACH 2009) vorgeschlagen – stattfindet. Mit der Verwendung von absoluten Bezugsgrößen ist es grundsätzlich auch möglich, die in der chemischen Reaktionstechnik gebräuchlichen Parameter Umsatz und Ausbeute für Biogasanlagen anzuwenden und die verbreitete, aber fehlerbehaftete Methode zur Bestimmung des Abbaugrades über das Verhältnis von organischer Trockensubstanz in Zu- und Ablauf zu ersetzen. Da die gewünschte Maximierung der Methanausbeuten zu der Empfehlung führen würde, leicht abbaubare Substrate mit hohen Biogaspotenzialen anderen Einsatzstoffen vorzuziehen, käme dies einer forcierten Monovergärung von Energiepflanzen, wie von Ohly (2006) und Gehrig (2007) nahegelegt, gleich. Neben den technisch höheren Anforderungen die strukturreiche Inputstoffe stellen, würde die einseitige Sichtweise alle Substrate mit geringen spezifischen Biogaserträgen wie Landschaftspflegegras, Straßenbegleitgrün, Gülle oder Festmist systematisch benachteiligen. Mit einer Beschränkung des zugeführten Energiepotenzials auf die anaerob abbaubaren Substratbestandteile wird ein objektiver Vergleich von Anlagen möglich. Das Modell der fermentierbaren organischen Trockensubstanz (FoTS) und des Fermentationsquotienten FQ nach WEIßBACH (2008) ist zu diesem Zweck geeignet und dient dazu den maximal umsetzbaren Anteil der Organik zu definieren. Sofern die Brennwertpotenziale der abbaubaren und der nicht abbaubaren Substratfraktionen nicht gravierend voneinander abweichen, kann der FQ zur Korrektur des Brennwertes auf ein anaerob nutzbares Brennwertpotenzial angewendet werden. Verhältniskennzahlen (anaerober Abbaugrad, Brennstoffausnutzungsgrad) könnten dann unter idealen Bedingungen maximal 1 betragen und werden unter Berücksichtigung von Verlusten entsprechend kleiner.

Die Anwendung von Energiebilanzen auf den Biogasanlagenbetrieb ermöglicht eine bessere Kontrolle des Anlagenbetriebs mittels allgemein verwendbarer Leistungsparameter bzw. Kennzahlen. Anhand der Visualisierung von Stoff- und Energieflüssen mit Hilfe von Sankey-Diagrammen können Verluste leicht erkannt werden. Die unterschiedlichen Nutzungs- und Betriebsvarianten Kraft-Wärme-Kopplung in Grundlast und zur Bereitstellung von Regelenergie, sowie die Produktion und Nutzung von Biomethan haben je nach Umfang der Wärmenutzung und Verlusten direkte Auswirkung auf die energetische Effizienz. Mit der Bestimmung von bestmöglichen Nutzungsgraden und aus der Praxis abgeleiteten Benchmarks wird eine fundierte Bewertung von Biogasanlagen möglich, die auch als Maßstab für eine Förderung bei der Investition (einmaliger Zuschuss) oder dem laufenden Betrieb (Vergütung im EEG) Anwendung finden kann.

2 Erzeugung und Nutzung von Biogas

2.1 Branchenentwicklung

2.1.1 Zubau und Verteilung in Deutschland

Die Entwicklung der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung ist in Deutschland eng an die Vergütungssätze für Energiepflanzen im „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich“, kurz EEG, in der Fassung von 2004 gebunden (Deutscher Bundestag 2004). Seit 2004 wurde die Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe zur Biogaserzeugung auf 1,27 Mio. ha in 2014 ausgedehnt (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2014b). Die installierte elektrische Leistung aller Biogasanlagen betrug Ende 2016 etwa 4.166 MW inklusive der Überbauung sowie der Verstromung von Biomethan (Fachverband Biogas e.V. 2016) und übertrifft damit die prognostizierte Marktentwicklung deutlich (FISCHER 2009).

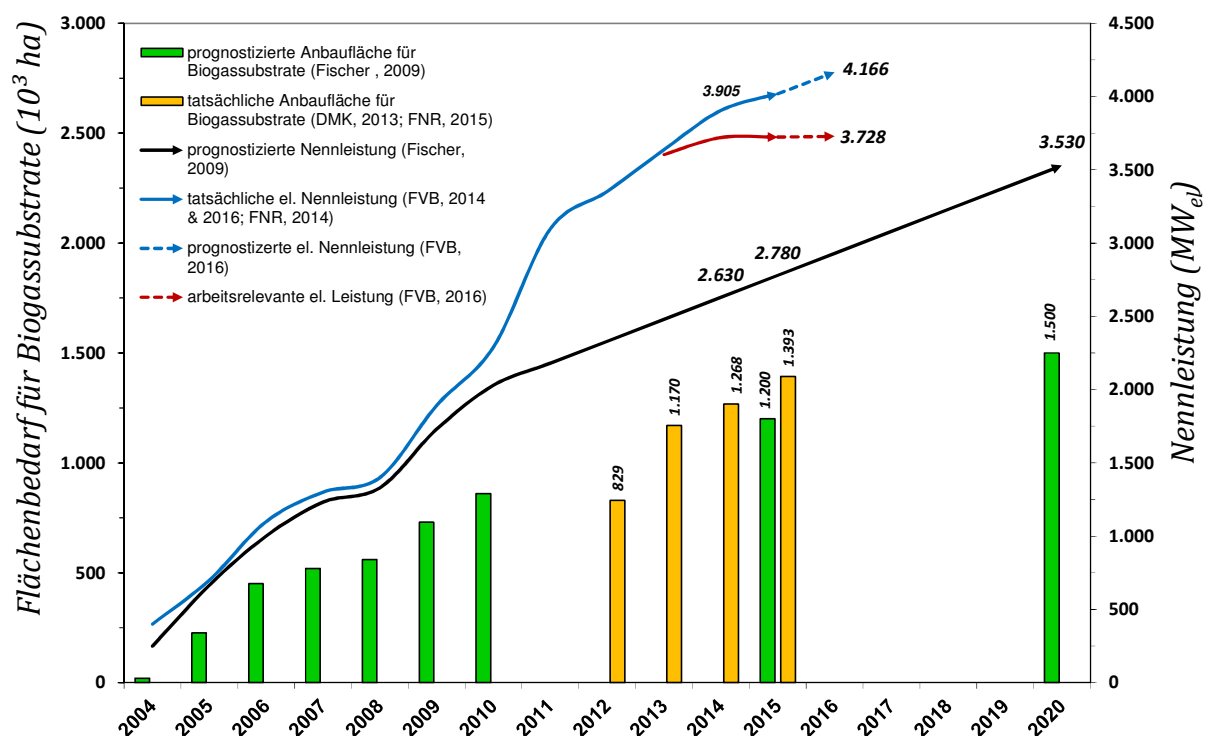


Abbildung 1 Gegenüberstellung der installierten Leistung und des Flächenbedarfs für die Biogaserzeugung; Darstellung nach FISCHER (2009), ergänzt durch weitere Branchenzahlen (Fachverband Biogas e.V. 2016, 2014; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2014a; DMK 2013).

Für den prognostizierten Ausbau wurde ein Energiepflanzenanteil von 60 % angenommen, neuere Erhebungen zeigen, dass der reale Anteil bei 48 % liegt, während 44 % auf tierische Exkrementen, sowie 6 % auf Reststoffe und 2 % auf Bioabfall entfallen. Unter den Energiepflanzen wiederum macht Mais mit 73 % den mit weitem Abstand größten Anteil am Substrateinsatz aus. (DANIEL-GROMKE et al. 2014) Bei einer spezifischen Betrachtung der Leistung in Bezug auf die Anbaufläche fällt auf, dass in den Jahren 2005 bis 2010 für 1 kW elektrischer Leistung zwischen 0,42 und 0,45 ha Anbaufläche belegt wurden. In 2014 betrug dieser Wert nur noch 0,33 ha/kW_{el}. Die Gründe dafür sind nicht eindeutig der Biogastechnik zuzuordnen, sie könnten zumindest teilweise durch eine Steigerung der Hektarerträge verursacht worden sein. Technisch bedingt sind hingegen zwei Einflüsse denkbar:

- Einerseits kann eine Steigerung der realen Biogasausbeuten vorliegen, wenn bei sinkendem Anteil der ertragreichsten Substratfraktion eine höhere Nennleistung realisiert werden kann.
- Denkbar ist auch der noch relativ neue Effekt der sogenannten Überbauung, die im Zuge der Flexibilisierung zusätzliche BHKW-Leistungsreserven erfordert ohne eine Erhöhung der flächenspezifischen elektrischen Arbeit zu bewirken

Da die elektrische Leistung und Biogasanlagendichte in Deutschland recht heterogen verteilt sind, ist auch davon auszugehen, dass sich Betreiber in unterschiedlicher Weise in die Belange der Technologie einarbeiten und in Netzwerken organisieren. Da die Anlagen einer landwirtschaftlichen Region oftmals ähnlich gebaut sind und betrieben werden, sind auch die betrieblichen Herausforderungen ähnlich. Daraus kann ein Dominoeffekt resultieren, bei dem Verbesserungen mit geringem finanziellen Aufwand an einer Anlage sich schnell auch an benachbarten Anlagen wiederfinden [vgl. (WINTERBERG et al. 2012)].

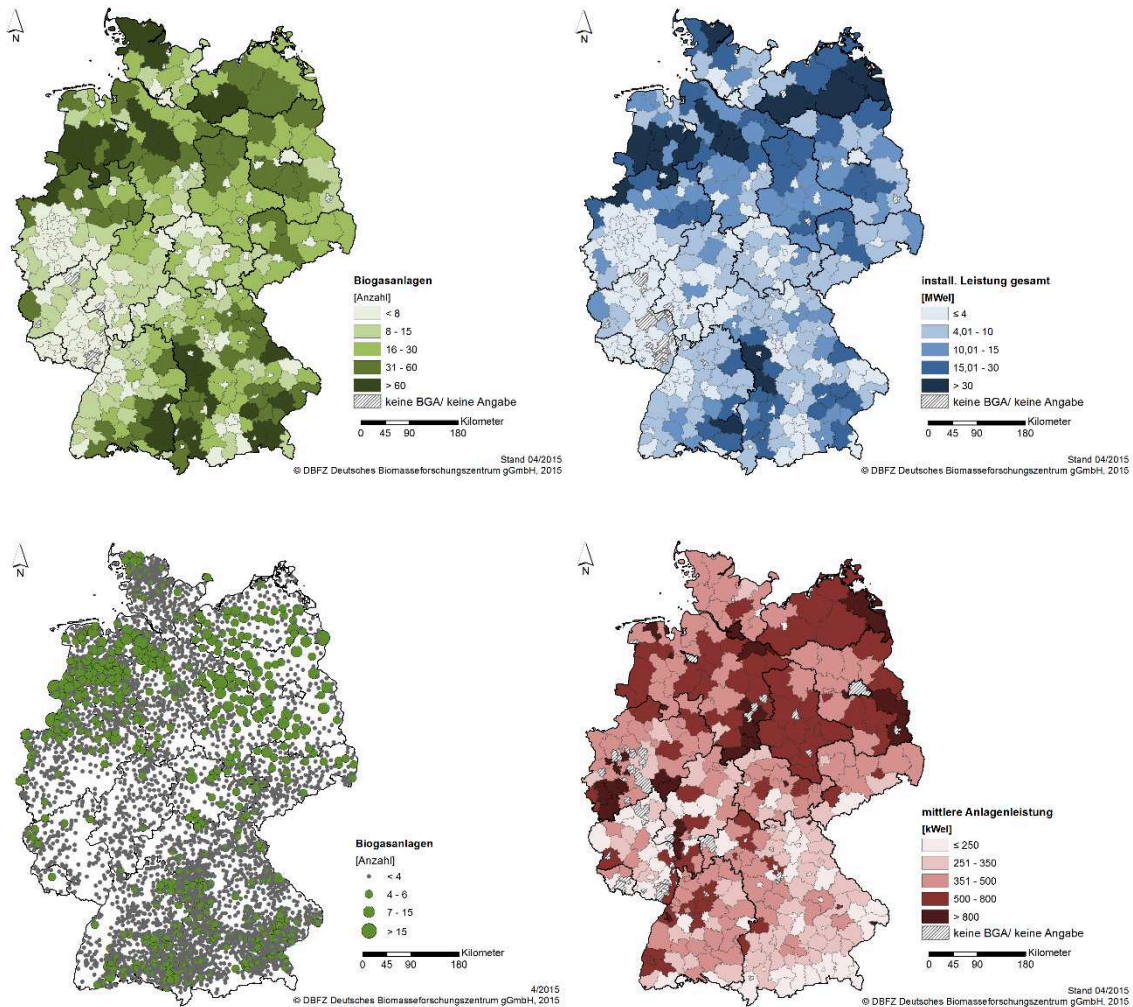


Abbildung 2 Geographische Unterschiede in Anzahl und elektrischer Nennleistung von Biogasanlagen in Deutschland auf Kreisebene (DANIEL-GROMKE et al. 2015).

2.1.2 Vor-Ort-Verstromung

Der Begriff der Vor-Ort-Verstromung bezeichnet gewöhnlich Biogasanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion. Dies gilt auch für Anlagen mit Satelliten-BHKW, welche über Rohgasleitungen versorgt werden, da die Unterscheidung primär gegenüber der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz erfolgen soll, wodurch eine völlige Entkopplung von Produktion und Konversion ermöglicht wird. Anhand verfügbarer Daten für die Strom- und Wärmeauskopplung der Jahre 2007-2013 ist der erhebliche Ausbau des Anlagenparks erkennbar.

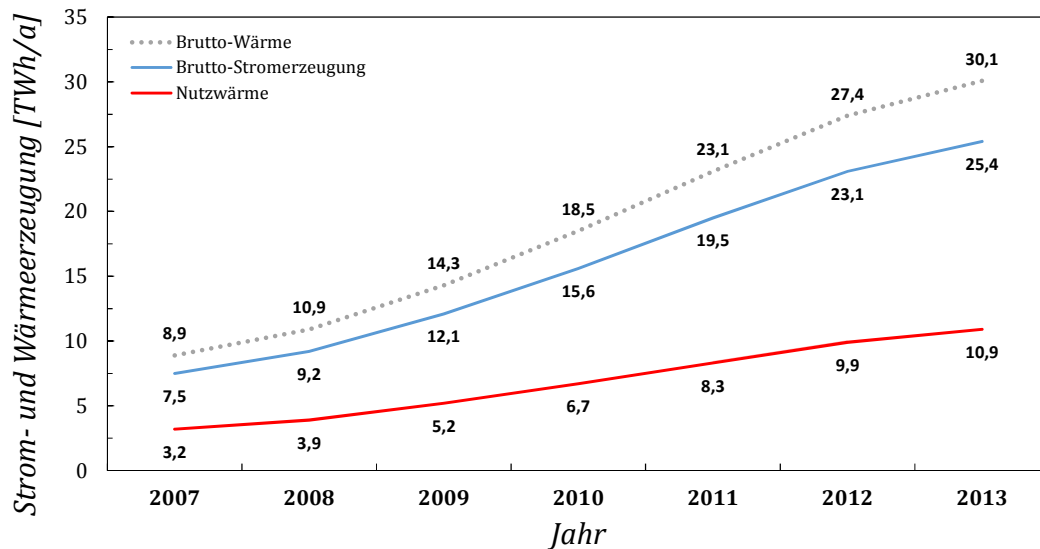


Abbildung 3 Anstieg der Bruttoproduktion von Strom- und Wärme und der Nutzwärmeauskopplung von Anlagen zur Vor-Ort-Verstromung aus Biogas (DANIEL-GROMKE et al. 2014)

Die weitere Entwicklung des Anlagenzubaues wird insgesamt als stagnierend eingeschätzt, da mit dem EEG 2017 die organisatorischen Voraussetzungen erheblich erhöht wurden:

- Die Ausschreibung der Stromvergütung bewirkt eine direkte Konkurrenz zwischen Neubauprojekten;
- die Forderung, dass mit der Bewerbung um die Stromvergütung eine Genehmigung für den Anlagenbetrieb vorliegen muss, macht fremdkapitalfinanzierte Projekte im Prinzip unmöglich;

Ob die Anschlussförderung für Altanlagen mit weniger als 150 kW_{el} wirtschaftlich attraktiv ist, kann frühestens mit dem mehrheitlichen Auslaufen der Einspeiseverträge nach 20 Jahren – also frühestens 2020 - beurteilt werden. Die Gefahr ist dann allerdings gegeben, dass in den Folgejahren die betreffenden Anlagen aufgrund ökonomischer Zwänge nur noch auf Verschleiß betrieben werden und notwendige Investitionen unterbleiben. Für den Teil der Anlagen mit mehr als 150 kW_{el} – also den Großteil des deutschen Biogasanlagenbestandes – gibt es bisher keine Perspektive für einen wirtschaftlichen Post-EEG-Betrieb. Vor diesem Hintergrund ist von einem spürbaren Rückbau der Vor-Ort-Verstromungsanlagen ab 2020 auszugehen.

2.1.3 Biomethan

Bereits in den 1930er Jahren wurde begonnen aus der anaeroben Schlammstabilisierung gewonnenes Biogas aufzubereiten und als Ersatzkraftstoff in Otto-Motoren sowie zur häuslichen Energieversorgung zu verwenden. Die Anlagen wurden bis in die 1950er Jahre betrieben, die letzte Anlage wurde 1967 stillgelegt. In den 1980er Jahren wurde diese Technologie wieder interessant, da eine Verstromung des Klärgases gegenüber dem Fremdstrombezug wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig war. Die Einspeisemenge der an der Gruppenkläranlage I in Mönchengladbach betriebenen Anlage deckte zunächst den Bedarf des städtischen Versorgungsnetzes im Sommer, was die Anpassung der Tagesganglinie und die Errichtung von Druckgasspeichern erforderlich machte. Die Einspeisung wurde durch einen erhöhten Wärmebedarf der Faultürme seit 1987 verringert und 1996 im Zuge von Umbaumaßnahmen stillgelegt. (LOHMANN 1984; SCHULZ & HILLE 2003)

Ende 2006 wurden die ersten landwirtschaftlichen Biogasanlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (Biomethan) in Betrieb genommen. Bei den frühen Anlagen handelte es sich durchweg um Neuanlagen, die Biomethangestehungskosten sind abhängig von der Anlagengröße und bei einer Rohgasproduktion $500 \text{ m}^3/\text{h}$ bei $8,3 \text{ €/kWh}_{\text{H}_2}$ angesiedelt während Anlagen mit Rohgasleistungen $2.000 \text{ m}^3/\text{h}$ auf $6,8 \text{ €/kWh}_{\text{H}_2}$ kommen². Die alleinigen Rohgasgestehungskosten bewegen sich zwischen 5 und $6 \text{ €/kWh}_{\text{H}_2}$, die Aufbereitungskosten nehmen hingegen 1,4 bis $2,3 \text{ €/kWh}_{\text{H}_2}$ und die Netzanschlusskosten 0,1 bis $0,2 \text{ €/kWh}_{\text{H}_2}$ ein. Sollen Einsparungen realisiert werden, sind diese in erster Linie im Bereich der Rohgasgestehungskosten zu erzielen und somit durch die Effizienz der Anlage sehr gut zu beeinflussen.

² Auf die explizite Indizierung von Gasmengen als Normvolumen wird in dieser Arbeit verzichtet. Die Angabe von Gasmengen und -volumenströmen erfolgt hier grundsätzlich unter definierten Standardbedingungen gemäß DIN 1343. Das entspricht in der Physik verwendeten STP-Bedingungen Druck ($p_n=101.325 \text{ Pa}$) und Temperatur ($T_n=273,15 \text{ K}$). In der Biogastechnik wird mit dieser Angabe zudem davon ausgegangen, dass das Gas zudem trocken ist. Sie entsprechen damit aber auch nicht exakt STPD-Bedingungen, da diese einen abweichenden Standarddruck von 101.000 Pa verwenden. In anderen Wissenschaftsdisziplinen wird teilweise von anderen Drücken und anderen Temperaturen ausgegangen.

2.2 Inputstoffe zur Biogaserzeugung

2.2.1 Substrateinsatz

Die Substrate für eine Anlage die Biogas im Sinne der §§ 44, 46 und 47 EEG 2014 erzeugt, müssen definitionsgemäß der „*Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse*“ (BiomasseV) entsprechen. Anerkannt sind Phyto- und Zoomasse bzw. Neben- und Folgeprodukte daraus. (Deutscher Bundestag 2014; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2001)

Für die Biogaserzeugung bedeutet dies, dass im Wesentlichen tierische Exkremeate aus der Nutztierhaltung, Energiepflanzen und pflanzliche Reststoffe eingesetzt werden. Die wichtigsten Substrate sind dabei Maissilage, Grassilage und Rindergülle mit einem massebezogenen Anteil von 69,0 % und einem energiebezogenen Anteil von 69,9 %.

Tabelle 1 Masse- und energiebezogene Anteile der Einsatzstoffe von landwirtschaftlichen Biogasanlagen zur Vor-Ort-Verstromung. Auswertung der Ergebnisse einer bundesweiten Betreiberbefragung (n=707). (DANIEL-GROMKE et al. 2014)

Kategorie	Substrat	massebezogener Anteil (%)	energiebezogener Anteil (%)
Nawaro	Maissilage	35,2	54,7
	Grassilage	5,6	8,2
	GPS-Getreide	3,1	4,8
	Getreidekorn	0,9	4,4
	Landschaftspflegematerial	1,2	0,7
	Zwischenfrucht	0,7	0,9
	Zuckerrübe	1,0	1,0
	sonstige Nawaro	0,3	0,2
Exkremeate	Gülle / Festmist	5,1	1,7
	Geflügelmist/HTK	0,8	0,9
	Pferdemist	0,2	0,1
	Rinderfestmist	3,0	2,4
	Rindergülle	28,2	7,0
	Schafsmist/Ziegenmist	0,0	0,0
	Schweinefestmist	0,1	0,0
	Schweinegülle	6,6	1,2
Summe Nawaro und Exkremeate		92,0	88,2
Bioabfall	Bioabfall	2,5	2,7
Reststoffe	Speisereste	2,8	2,4
	indust./gewerbl./landw. Reststoffe, nicht spezifiziert	2,8	4,7

Die Ergebnisse einer Betreiberbefragung zeigen, dass 88,2 % der in EEG-Biogasanlagen produzierten Strom und Wärmemengen (ohne Zündöl) auf landwirtschaftliche Substrate zurückzuführen sind. Alleine 74,9 % davon sind zum Zweck der Biogasproduktion hergestellte Energiepflanzen. Gemessen an der Stromproduktion von 25,4 bis 27,9 TWh/a in 2013, werden 19,0 bis 20,9 TWh/a oder etwa 12,5 bis 13,7 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch pflanzliche Substrate zur Biogasproduktion abgedeckt. (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2014a; DANIEL-GROMKE et al. 2014)

2.2.2 Fossiler Energieaufwand und Flächeneffizienz

Da die gerichtete Produktion von Biogassubstraten mit erheblichen Umwelteffekten einhergeht, ist eine nachhaltige Produktion und bestmögliche Ausschöpfung des verfügbaren Potenzials geboten. Die Flächeneffizienz von nachwachsenden Rohstoffen zur Biogaserzeugung wurde zeitgleich mit dem schnell ansteigenden Einsatz pflanzlicher Materialien zum Forschungsgegenstand. Eine umfangreiche Untersuchung im Hinblick auf eine nachhaltige Produktionsweise wurde zuerst von AMON et al. (2007) publiziert.

Tabelle 2 Flächenbezogene Methanerträge einer auf Nachhaltigkeit angelegten Fruchtfolge (AMON et al. 2007), verändert.

Jahr	Pflanze	Flächenertrag	Spezifischer CH ₄ Ertrag	CH ₄ Ausbeute je Hektar (m ³ _N /(ha*a))	
		(t _{OTS} /ha)	(l _N /kg _{OTS})	Einzelne Frucht	Fruchtfolge
1	Mais (Ganzpflanzensilage)	15,12	390	5.897	1.179
2	Winterweizen (Stroh)	5,44	189	1.028	206
	Zwischenfrucht (Klee gras)	2,71	335	906	181
3	Sommergerste (Stroh)	3,81	189	720	144
4	Zuckerrüben (Blätter)	7,20	210	1.512	302
	Zuckerrübenmus	14,36	430	6.173	1.235
5	Sonnenblume (Ganzpflanzensilage)	11,02	300	3.300	660
	Zwischenfrucht (Luzerne)	3,61	335	1.208	242
Methanertrag der gesamten Fruchtfolge (m ³ _N /(ha*a))					4.149
flächenbezogener Energieertrag (kWh _{HS} /(ha*a))					45.680
flächenbezogene KWK-Bruttostrommenge (kWh _{el} /(ha*a))*					15.719
installierbare elektrische Nennleistung (kW _{el} /ha)**					1,79
*	brennwertbezogen				
**	Wirkungsgrad 38 %				

Die Ergebnisse zeigen vergleichsweise hohe Flächenerträge von Mais gegenüber anderen untersuchten Feldfrüchten einer auf Nachhaltigkeit ausgelegten Fruchtfolge. Unter

technischen Gesichtspunkten wird eine Anlage mit diesem Substratspektrum eher nicht realisiert werden, da die Anforderungen an die Lagerhaltung, Zerkleinerung, Eintragstechnik und Verweilzeit einen hohen maschinellen Aufwand bedeuten, der bei Spezialisierung auf Substrate mit ähnlichen Eigenschaften nicht erforderlich wäre und gleichzeitig auch keine prozessbiologischen Vorteile beinhaltet. Die Autoren rechnen auch mit einer spezialisierten Fruchtfolge, die einen Methanertrag von $6.000 \text{ m}^3/(\text{ha} \cdot \text{a})$ leistet, während SCHITTENHELM (2008) einen maximalen Methanertrag von $9.370 \text{ m}^3/(\text{ha} \cdot \text{a})$ angibt. Die flächenspezifische elektrische Leistung könnte bei nachhaltiger Bewirtschaftung 1,79 bis $2,59 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{ha}$ beziehungsweise bis zu $4,05 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{ha}$ bei konventioneller Fruchtfolge betragen. Für eine typische Bestandsbiogasanlage mit $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ bedeutet das bei einem Flächenbedarf von mindestens 102 ha.³

Im Vergleich weist Biogas die höchste Flächeneffizienz unter den Biokraftstoffen auf. Das Verhältnis des regenerativen Energieoutput gegenüber dem fossilen Energieaufwand (EROI) ist im Gegensatz zu anderen Optionen der energetischen Biomassenutzung positiv. Dabei muss jedoch zwischen dem Energiegehalt des erzeugten Gases und dem Nutzungspfad der Stromerzeugung differenziert werden, da letzterer nur einen EROI-Wert von 1,4 aufweist. Zumindest für Anlagen mit schlechter Biogasausbeute und fehlender Wärmenutzung besteht demnach das Risiko, dass der regenerative Energiegewinn durch den fossilen Energieaufwand egalisiert wird. Die Flächeneffizienz der verschiedenen Bioenergienutzungspfade unterscheidet sich hingegen in geringerem Ausmaß. (Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina 2013)

³ Bei einem Maisanteil von 70 %, entsprechend einem Substratdurchsatz von $9.160 \text{ t}_{\text{FM}}/\text{a}$. Vgl. auch Anhang.

Tabelle 3 Energierentabilität und Flächeneffizienz verschiedener Pfade für die Bereitstellung von Bioenergie, die Werte geben jeweils die höchsten Durchschnittswerte wieder (Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina 2013).

	EROI (-)	Flächeneffizienz (W/m ²)
Brennholz (Deutschland)	10*	< 0,2
Biodiesel aus Raps (Deutschland)	<2*	< 0,2
Bioethanol aus Mais (USA)	1,5*	< 0,3
Bioethanol aus Zuckerrüben (Deutschland)	3,5*	< 0,4
Bioethanol aus Zuckerrohr (Brasilien)	8*	< 0,5
Bioethanol aus Triticale/Mais (Deutschland) (kombinierte Produktion)	8*	< 0,2
Bioethanol, Methan und Strom aus Lignocellulose	3*	
Bioethanol aus Rutenhirse (USA)	5,4*	
Biobutanol	< 1*	
Biodiesel aus Algen	< 1*	
Biogas aus Maissilage (Deutschland)	4,8*	< 1,1
Biogas aus Maissilage (Deutschland) (Strom)	1,4	< 0,4
Photovoltaik (Deutschland) (Strom)	7	> 5
Photovoltaik (Brasilien) (Strom)		> 10
Windkraftanlagen (Deutschland) (Strom)	18	2-3
Kernenergie (Strom)	10-20	
Wasserkraftwerke (Strom)	100	

*Bezug auf die Verbrennungsenergie

Eine optimistischere Aussage zur Energierentabilität wird von KELM & TAUBE getroffen, die im besten Fall ein Verhältnis von 7:1 für die nutzbare Energie gegenüber dem fossilen Aufwand angegeben. Einschränkend merken sie aber auch an, dass das Verhältnis ohne Wärmenutzung auf 3 bis 4 kWh_{regenerativ}/kWh_{fossil} schrumpft und dass eine typische Biogasanlage 120 bis 146 Tage im Jahr allein für die Kompensation der fossilen Energieaufwendung zu betreiben ist. Dieser fossile Energieeinsatz resultiert nicht aus dem Anlagenbetrieb selbst, sondern aus der Düngeintensität und der Transportentfernung der Substrate, wobei für Maissilage eine bessere Effizienz festgestellt wird als für Grassilage. (KELM & TAUBE 2007)

2.3 Technische Konzepte und Verfahren

2.3.1 Neubaukonzepte

Folgende Trends konnten in den vergangenen Jahren bei der Konzeption und Errichtung von Neuanlagen festgestellt werden:

- Der Bau von standardisierten, oftmals modular aufgebauten landwirtschaftlichen Anlagen vorrangig zur Stromerzeugung mit einer Leistung von 500 kW_{el} unter Verwendung von Energiepflanzen und Gülle. Derartige Anlagen werden von Landwirten häufig als privilegierte Vorhaben im ländlichen Raum errichtet und betrieben. Dabei hat sich die schlüsselfertige Bauweise durchgesetzt, so dass von einem hohen Grad der Standardisierung seitens des ausführenden Herstellers auszugehen ist.
- Der Bau von Großanlagen mit 1.000 bis 5.000 kW_{el} Leistung unter ausschließlicher Verwendung von Energiepflanzen. Der Betrieb solcher Anlagen obliegt eigens gegründeten Gesellschaften, die ihre Substrate nicht selbst produzieren und erhebliche Anteile auf dem freien Markt einkaufen. Gülle findet hier kaum Verwendung, da sie als Substrat mit geringer Energiedichte für die Betreiber uninteressant ist. Derartige Anlagen besitzen industriellen Charakter und werden dementsprechend so positioniert, dass auch die vollständige Wärmeabnahme gesichert ist. Da entsprechende Anlagen nicht schlüsselfertig angeboten werden, werden sie bei der Planung den Wünschen des Betreibers entsprechend ausgelegt und stellen somit Unikate dar.
- Die Modularisierung als alternativer Weg zur Großanlage. Hier werden die oben erwähnten, standardisierten 500 kW_{el}-Module in beliebiger Zahl nebeneinander gebaut und betrieben. Die Gründe hierfür sind sowohl in der Vergütungsstruktur früherer Fassungen des EEG, als auch in einfachen technischen Ausführung und der Redundanz der Anlagen zu sehen. Neuere Großanlagen mit hoher Redundanz werden zum Zwecke der Gaseinspeisung in das Erdgasnetz errichtet.
- Der Bau von kleineren Anlagen bis etwa 150 kW_{el} zur Güllevergärung, als eine der zukünftigen Optionen. Da die Biogaserzeugung als ein effektives Instrument zur Minderung der Emissionen aus tierischen Exkrementen gesehen werden kann, wie zahlreiche ökobilanzielle Betrachtungen belegen und gleichzeitig noch Ausbaupotenziale insbesondere für Kleinanlagen zur Güllennutzung bestehen (SCHEFTELOWITZ & THRÄN 2016), erscheint diese Anlagenform in besonderem Maße förderungswürdig.

Durch den Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau wurde 2006 das Einheitsblatt 4330 publiziert, welches als erste technische Norm bei der Planung und Errichtung von Biogasanlagen gelten kann (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. 2006). Die darin formulierten Anforderungen sind derart global formuliert, dass eine geplante Anlage keine besonderen Effizienzanforderungen erfüllen muss. Das Einheitsblatt wurde zudem seit 2006 nicht mehr überarbeitet, so dass spätere Entwicklungen wie das Repowering bisher keine Berücksichtigung im Einheitsblatt gefunden haben.

2.3.2 Repowering – Umrüstung von Biogasanlagen

2.3.2.1 Verwendung des Begriffs im Kraftwerkssektor

In vielen konventionellen und erneuerbaren Sektoren der Energiebereitstellung wird der Begriff Repowering für Maßnahmen verwendet, die zur Steigerung der Ausbeute und vereinzelt zur Leistungssteigerung, teils durch Ergänzung mit solar betriebenen Kraftwerkskomponenten dienen (POPOV 2011; ZEKIYILMAZOĞLU et al. 2012; ESCOSA & ROMEO 2009). Eine etablierte und eindeutige Definition wurde bis dato nur für den Windenergiesektor vorgenommen (Bundesverband WindEnergie (BWE) 2012), welche zusätzlich per Änderung des EEG 2008 durch §30 EEG in der Fassung von 2012 mit konkreten Maßgaben versehen war (Deutscher Bundestag 2008). Deren direkte Übertragung auf Biogasanlagen ist mit Blick auf den Anlagenstandort, des Zwangsrückbaus und der bereitstellbaren Zielenergie von Windenergieanlagen allerdings nicht möglich. Dass der Begriff weniger einen exakten technischen Hintergrund hat, sondern dem deutschen EEG zuzuordnen ist, lässt sich auch daran ermessen, dass der Ausdruck im Englischen nicht bekannt ist. Im Biogassektor kann jede biologische, organisatorische, technische oder betriebliche Änderung, die an einer bestehenden Anlage durchgeführt wird, als Repowering bezeichnet werden. Dabei ist eine Unterscheidung zwischen notwendigen Maßnahmen zur Sicherstellung der Betriebsfähigkeit und gezielten Eingriffen zur Verbesserung der Anlagenkapazität nicht gegeben. Solide Kriterien, insbesondere Kennzahlen, zur Identifizierung von Repowering sind nicht definiert. Trotz dieser völlig undifferenzierten Verwendung des Begriffes Repowering lässt sich seine Bedeutung auf allgemeingebräuchlichem Niveau als

Optimierung bestehender Anlagen mit der Motivation die Effizienz zu steigern, zusammenfassen. Der Begriff der Effizienz wird ebenso häufig zur Beurteilung von Optimierungsmaßnahmen im Sinne einer Ertragssteigerung herangezogen. Im Rahmen einer Umfrage wurden Einschätzungen zu durchgeführten Optimierungsmaßnahmen und zum weiteren Optimierungsbedarf abgegeben. Die Ergebnisse zeugen in erster Linie von Aktivitäten bei der Wärmenutzung und bei den Blockheizkraftwerken.

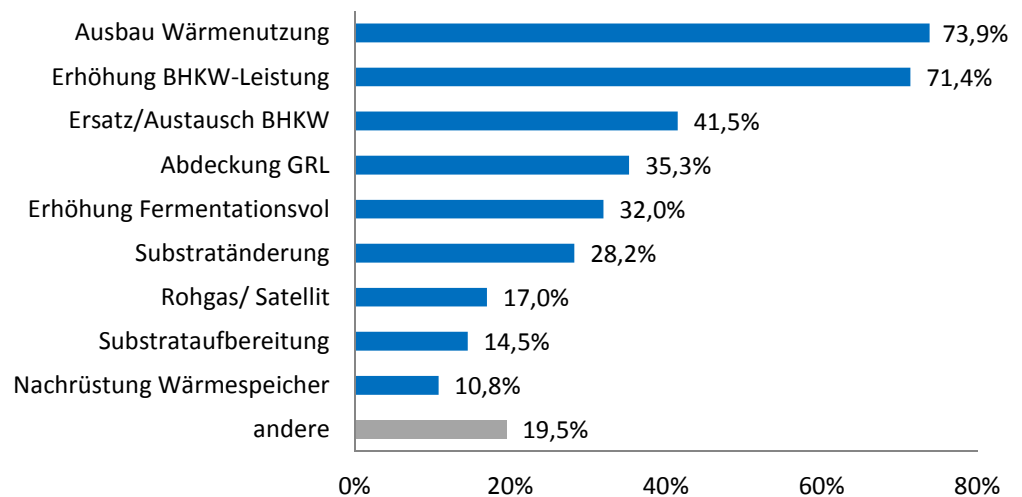


Abbildung 4 Auflistung von durchgeführten Optimierungsmaßnahmen an landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Ergebnis einer im Herbst 2014 durchgeführten Befragung von 866 Biogasanlagenbetreibern (FISCHER et al. 2015a).

Die häufige Nennung des Ausbaus der Wärmenutzung lässt vergleichsweise hohe Wärmenutzungsgrade im Anlagenbestand erwarten, in der Praxis darf das jedoch bezweifelt werden, da die Wärmesenken meist saisonal und von geringer Kapazität sind (zum Beispiel Getreidetrocknung, Wohngebäudebeheizung).

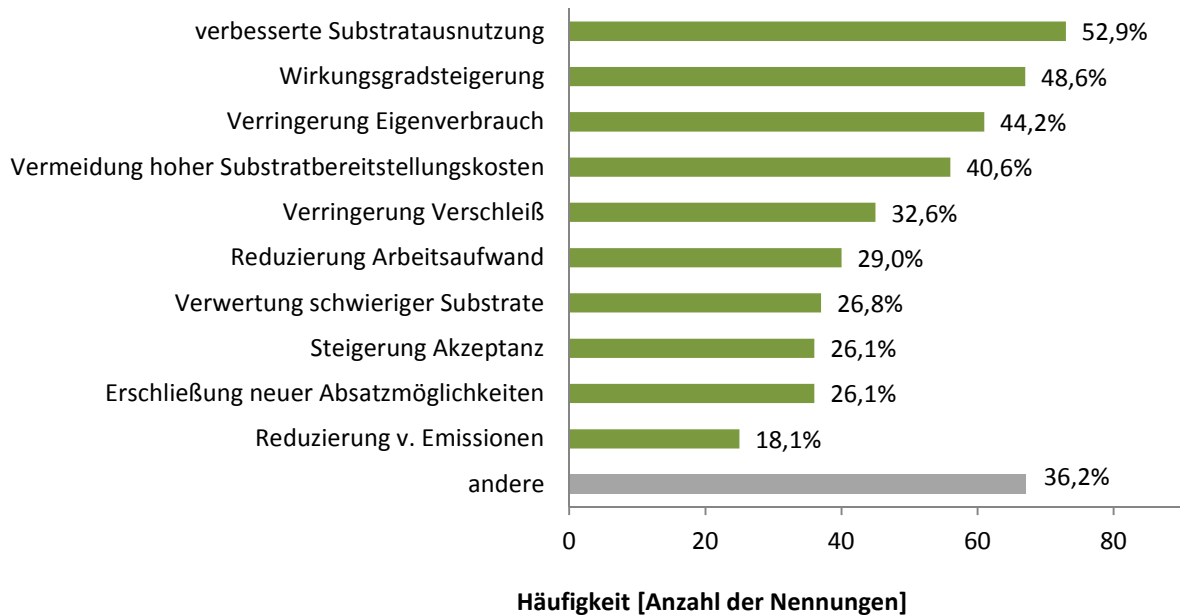


Abbildung 5 Einschätzung zu weiteren Optimierungspotenzialen aus Sicht der Anlagenbetreiber, Ergebnis einer im Herbst 2014 durchgeführten Befragung von 866 Biogasanlagenbetreibern (FISCHER et al. 2015a).

Die verbesserte Substratausnutzung wird bei den Optimierungspotenzialen an erster Stelle genannt, bei den durchgeführten Maßnahmen liegt sie jedoch mit nur 14,5 % der Nennungen nicht im Hauptinteresse der Betreiber. Die Erhebung verdeutlicht, dass die Branche sehr auf die Maximierung der Konversions- und der Abnahmeseite fokussiert ist, während produktionsseitige Maßnahmen eine deutlich kleinere Rolle einnehmen. Die weitere Erhebung zeigt die Selbsteinschätzung der Betreiber, ob eine Repoweringmaßnahme als Erfolg zu werten ist und somit gegebenenfalls auch modellhaft für andere, ähnliche Anlagen stehen kann oder ob die Maßnahme keine Auswirkung hatte.

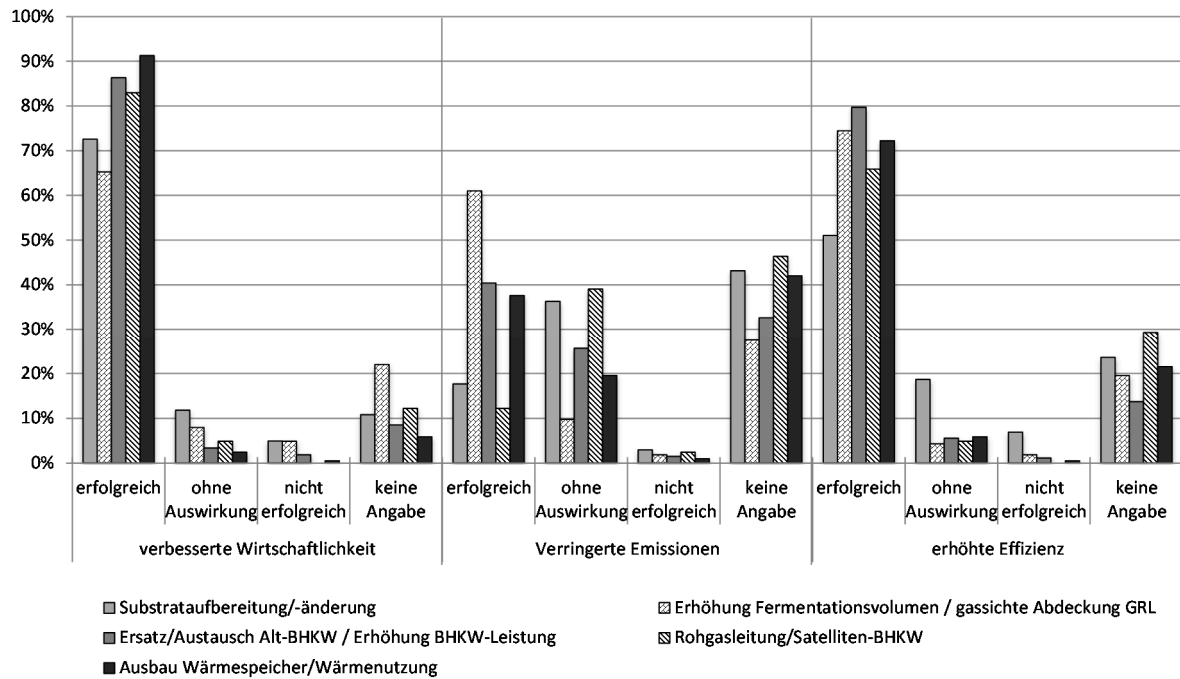


Abbildung 6 Umfrageergebnis zur qualitativen Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen gegliedert in die Sektoren Wirtschaftlichkeit, Emissionsreduktion und Effizienzsteigerung (Fischer et al. 2015a).

Festzuhalten ist, dass sich eine Mehrheit der Anlagenbetreiber in der Lage sieht, Auswirkungen von Umbaumaßnahmen hinsichtlich ihrer ökonomischen und technischen Effizienz zu bewerten. Hierbei werten nahezu alle Betreiber die durchgeführten Maßnahmen positiv. Offensichtlich fällt es den Betreibern leicht Aussagen zur wirtschaftlichen und technischen Vorteilhaftigkeit anhand von Ausgaben, Erlösen, Datenblättern und Messungen einzuschätzen. Sichtbar wird die relativ enge Verknüpfung von ökonomischer und technischer Effizienz dadurch, dass eine Erhöhung des Nutzungsgrades immer mit einer Verbesserung der Erlössituation verbunden ist. Eine bessere Ausnutzung der im Substrat enthaltenen Energie stellt eine Steigerung der energetischen Effizienz dar, der Anreiz liegt aber meist in der Substratkosteneinsparung, beziehungsweise den zusätzlichen Erlösen, die durch eine größere Stromausbeute erzielt werden können. Nur ein geringer Anteil konstatierte keine Auswirkungen der durchgeführten Maßnahmen auf die Wirtschaftlichkeit und technische Effizienz oder machte diesbezüglich keine Angaben. Ein entgegengesetztes Bild lieferte die Einschätzung, ob eine Verringerung von Emissionen mit den Umbaumaßnahmen einherging. Hier konnte eine qualifizierte Mehrheit keine Angaben machen oder schätzte diese weder positiv noch negativ ein (ohne Auswirkungen). Dies verdeutlicht, dass der

maßgebliche Anteil der Betreiber sich nicht in der Lage sieht, den Effekt einer Maßnahme bezüglich ihrer Umweltwirkung konkret zu fassen. Das kann damit zusammenhängen, dass entsprechende Überwachungs- und Monitoringsysteme an den Biogasanlagen fehlen und dass die Verringerung von Emissionen nicht immer direkt mit der jeweiligen Maßnahme verknüpft und somit nur schwierig nachzuvollziehen ist. (FISCHER et al. 2015a)

2.3.2.2 Anwendung im Biogassektor

Zwei Aspekte können zur Kategorisierung von Repoweringmaßnahmen beitragen. Zuerst ist die allgemeine Zielstellung definiert, die als wunschgemäße Steigerung der Effizienz gewertet werden kann. Diese Definition hat theoretisch zur Folge, dass jedes Repowering erfolgreich sein muss. Andernfalls wären alle Maßnahmen, die diese Anforderung nach Meinung des Betreibers (oder Dritter) nicht erfüllen, unberechtigterweise als Repowering gekennzeichnet. Selbst wenn die Maßnahme unter anderen Umständen erfolgreich verlaufen wäre, wäre der Repoweringbegriff nicht mehr anwendbar. Daraus wird ersichtlich, dass eine Fokussierung auf den Erfolg von Repoweringmaßnahmen nur in der Retrospektive durchführbar ist. Die alternative Vorgehensweise ordnet ein, mit welchem Grad an Vorplanung und strukturiertem Vorgehen einzelne Maßnahmen und Folgemaßnahmen umgesetzt werden.

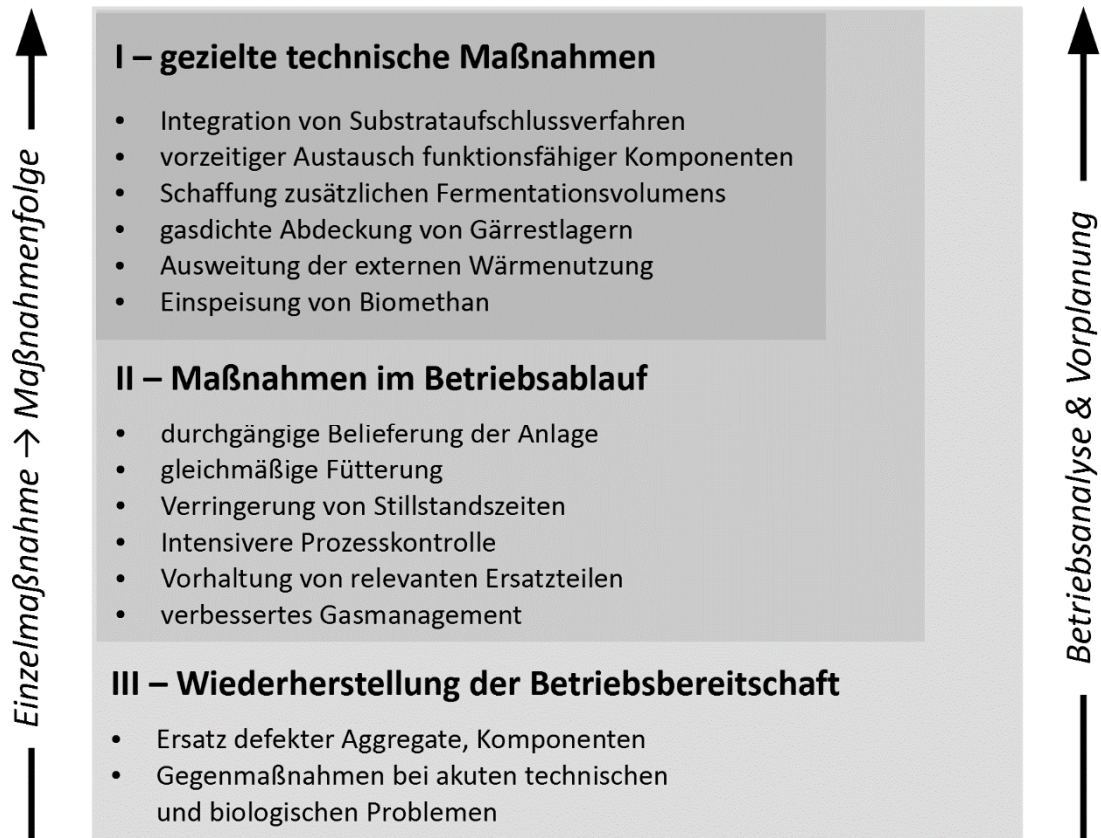


Abbildung 7 Beispiele zur Kategorisierung von Repoweringmaßnahmen anhand eines planvollen Vorgehens und der beabsichtigten Steigerung des Nutzungsgrades, verändert (FISCHER et al. 2015a)

Kategorie 1 – definiert das Repowering im engeren Sinne.

Es zielt auf geplante technische Modifikationen zur Steigerung des Wirkungsgrades. Beispielhaft zu nennen sind der Austausch von Komponenten und Anlagenteilen vor Ablauf der Lebensdauer, der Neubau zusätzlicher Baugruppen wie Gärbehälter, Aggregate zur Verbesserung des Substrataufschlusses sowie die Erhöhung der Arbeitsausnutzung durch Erschließung neuer Nutzungspfade (Abwärmenutzung, Biomethanbereitstellung).

Kategorie 2 definiert das Repowering im weiteren Sinne.

Es umfasst organisatorische Maßnahmen zur Verbesserung des Betriebsablaufs mit dem Ziel, die Arbeitsausnutzung zu steigern. Hierunter können Maßnahmen zur Verringerung von Stillstandszeiten, wie zum Beispiel gezielte Prozesskontrolle und das Vorhalten von Ersatzteilen störungsanfälliger Komponenten subsummiert werden.

Kategorie 3 definiert Reparatur- und Instandhaltungsmaßnahmen.

Da solche Maßnahmen als Reaktion auf eine akute oder perspektivische Anlagenstörung durchgeführt werden, können sie nicht als Repowering verstanden werden können. Zu dieser Kategorie zählen beispielsweise der Ersatz von Komponenten wegen Alters, Verschleißes oder eines Defektes durch gleichwertige Aggregate oder das akute Gegenwirken gegen technologische Probleme, beispielsweise bei der Fermentation durch Zugabe biologischer Hilfsmittel.

Während die Maßnahmen der ersten Kategorie eine bessere Ausschöpfung des Substrats als auch eine höhere Arbeitsausnutzung anstreben, zielen Maßnahmen der zweiten Kategorie hauptsächlich auf eine möglichst hohe Arbeitsausnutzung ab. Maßnahmen der dritten Kategorie dienen primär der Aufrechterhaltung der technischen Betriebsfähigkeit der Anlage.

3 Grundlagen der energetischen Bewertung von Biogasanlagen

3.1 Systemgrenzen

3.1.1 Aufbau der Prozesskette

Eine Biogasanlage besteht unabhängig davon, ob es sich um einzelne Anlagen, modular aufgebaute Großanlagen, Anlagen mit Satelliten-BHKW oder Biomethananlagen handelt aus zwei wesentlichen funktionellen Einheiten: (1) der Erzeugung von Biogas aus Biomasse in einem biotechnologischen Prozessschritt und (2) der Konversion des Biogases in sekundäre Energieträger mittels energietechnischer Verfahren. Die beiden Prozessschritte werden nachfolgend als Komponenten bezeichnet, die wiederum aus einer größeren Zahl von Baugruppen gebildet werden. Baugruppen stellen funktionelle Einheiten verschiedener Bauteile dar, die einen bestimmten Zweck erfüllen. Als Beispiel kann das Leitungssystem genannt werden, welches aus Rohrleitungen, Ventilen, Einrichtungen zur Mengenerfassung und Pumpen besteht und die Förderung des Substrats ermöglicht. Die genannten Bauteile werden nachfolgend als Aggregate bezeichnet. Die Gliederung in Abbildung 8 auf Seite 25 zeigt, dass in einer funktionellen Hierarchie auch Einzelaggregate eine erhebliche Auswirkung auf das Leistungspotenzial der Anlage haben können. Demnach kann der Gesamtwirkungsgrad einer Biogasanlage keinesfalls größer sein, als der Wirkungsgrad seiner ineffizienteren Komponente (Flaschenhalsprinzip). Da die Wirkungsgrade beider Komponenten zudem kleiner als 1 sein werden, ist der entsprechende Effekt erheblich. Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage wird somit immer deutlich kleiner als 1 sein.

Am Beispiel einer Rührwerkskonfiguration von Tauchmotor- und Paddelrührwerken in einem Fermenter lässt sich zudem erläutern, dass die Wirkung auf den biologischen Prozess nicht linear abgeleitet werden kann, sondern dass biochemische, hydraulische und energetische Faktoren die Mischgüte des Fermenters und damit die Biogasausbeute beeinflussen können. Die Anlagenkomponenten bilden somit eine Grey-Box deren verfahrenstechnische Parameter beobachtet und auch optimiert werden können, deren Wirkungsgrad aber eine indirekte Kenngröße bleibt.

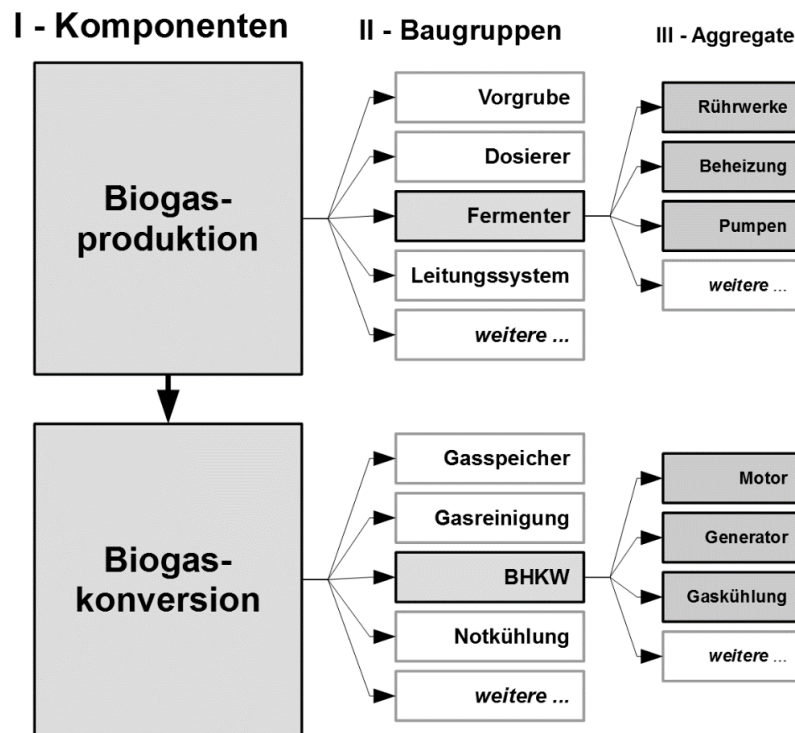


Abbildung 8 Funktionelle Hierarchie einer Biogasanlage. Der Gesamtwirkungsgrad η_{gesamt} stellt das Produkt der Einzelwirkungsgrade ($\eta_{\text{produktion}}$, $\eta_{\text{verwertung}}$) der Komponenten (I) dar, die wiederum aus Baugruppen (II) und Aggregaten (III) aufgebaut sind und ihrerseits Anteil am Wirkungsgrad der Anlage haben.

Für die hier vorgenommenen Betrachtungen werden nur Anlagen zur Vor-Ort-Verstromung bilanziert, prinzipiell wirkt sich eine räumliche Trennung von Produktion und Konversion jedoch nicht aus, sofern eventuelle Verlustfaktoren entsprechend berücksichtigt werden. Dieser Ansatz macht den Vergleich der unterschiedlichsten Anlagenkonzepte möglich. Nachfolgend soll näher auf Definition der Systemgrenzen eingegangen werden.

3.1.2 Systemgrenzen der Vor-Ort-Verstromung

Zur Beurteilung der energetischen Leistungsfähigkeit ist die Definition einer Systemgrenze erforderlich, wie sie in Umweltmanagementsystemen und hier insbesondere in der Ökobilanzierung angewendet werden und nach DIN EN ISO 14040 & 14044 definiert sind und vielfach Anwendung finden. Im einfachsten Fall ist die Bilanzgrenze einer Biogasanlage mit der Einfriedung identisch, wie sie für überwachungsbedürftige Anlagen im Sinne der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) ohnehin erforderlich ist. Die in

dieser Arbeit angestrebte Bewertung verfolgt nicht den Ansatz eine vollständige Kette im Sinne eines vollen Lebenszyklus abzubilden, wie dies bei ökobilanziellen Betrachtungen der Fall ist. [vgl. dazu (HARTMANN 2006; HEDEGAARD et al. 2008; PATTERSON et al. 2011, PÖSCHL et al. 2012a, 2012b; BACHMAIER et al. 2010; BOULAMANTI et al. 2013)]

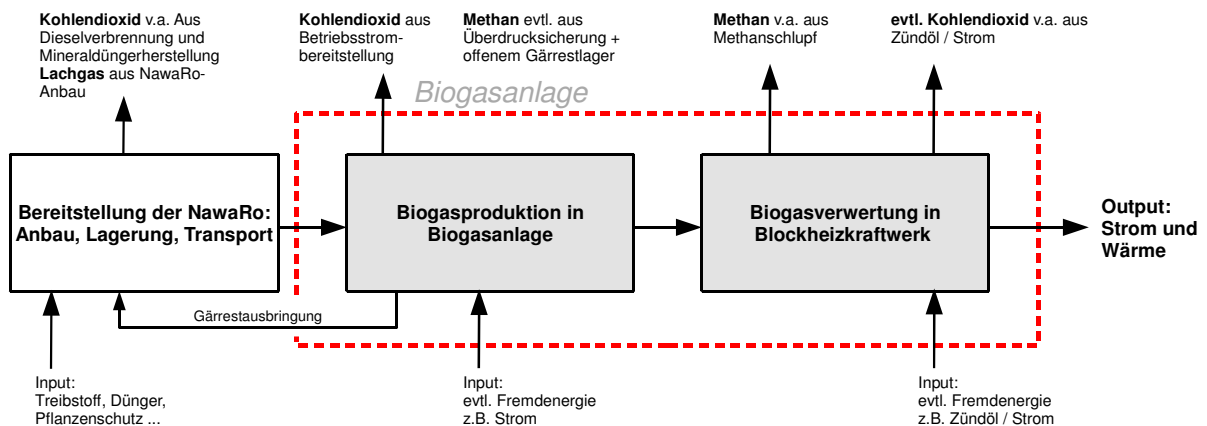


Abbildung 9 Systemgrenze einer Prozesskette mit landwirtschaftlicher Biogasanlage zur ökobilanziellen Bewertung. Die rote Linie zeigt die Anlagengrenzen wie sie in dieser Arbeit betrachtet werden. Eigene Darstellung nach BACHMAIER (2012), ergänzt.

Da eine energetische Vergleichsbasis für den Biogasanlagenbetrieb hergestellt werden soll, werden vor- und nachgelagerte Prozesse nicht berücksichtigt. Andernfalls wäre eine detaillierte Abbildung der Biogasanlage und die Analyse, beziehungsweise die Identifikation wichtiger Effekte zumindest erschwert.

Eine sehr fokussierte, zum Vergleich von Energiekonversionstechnologien geeignete Sichtweise nehmen WEGENER et al. (2007) ein, die verschiedene Konversionspfade eines Biogasanlagenmodells miteinander vergleichen. Sie beschränken den Bilanzraum daher zweckmäßig auf die Konversionsanlage, also ohne die Produktion von Biogas und bis zum „Einspeisepunkt der erzeugten Nutzenergie Strom und/oder Wärme“ (WEGENER et al. 2007). Diese Betrachtung erfordert ebenso die Berücksichtigung von Eigenenergiebedarfen, die aber nicht vom bilanzierten System bestimmt werden, wie aus der nachfolgenden Abbildung hervorgeht.

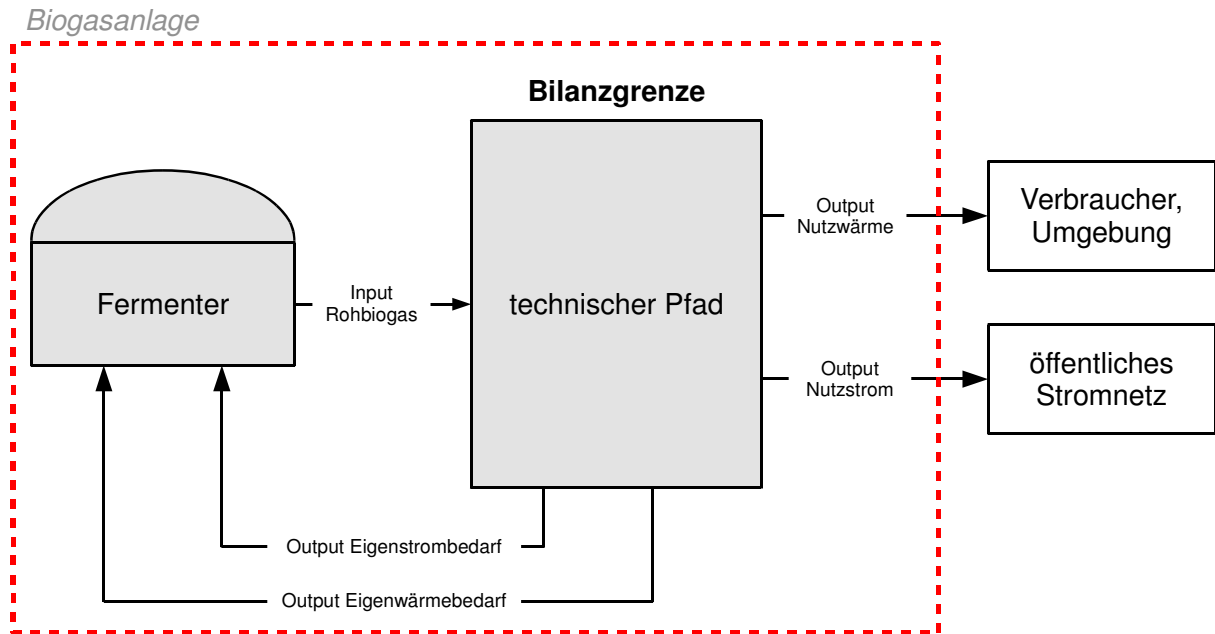


Abbildung 10 Schema der Systemgrenze zur Bilanzierung der Konversionstechnologie Eigene Darstellung nach WEGENER et al. (2007), ergänzt.

Die Autoren bestimmen in diesem Zusammenhang auch den Gesamtwirkungsgrad des Systems, der nicht mit dem Gesamtwirkungsgrad der Biogasanlage gleichgesetzt werden darf. Im Sinne einer Anlagenbilanzierung stellt das oben gezeigte Schema also lediglich den Teilbereich der Konversionskomponente dar. Der Einfluss der Biogasproduktion auf den Anlagenwirkungsgrad sollte jedoch Berücksichtigung finden. Diesen Ansatz verfolgen PFEIFER & OBERBERGER (2007), indem sie den Prozess vom Substratlager der Biogasanlage bis zur Bereitstellung der Nutzenergie bilanzieren und somit die Bilanzgrenze wieder auf das eigentliche Produktions- und Konversionssystem ausweiten.

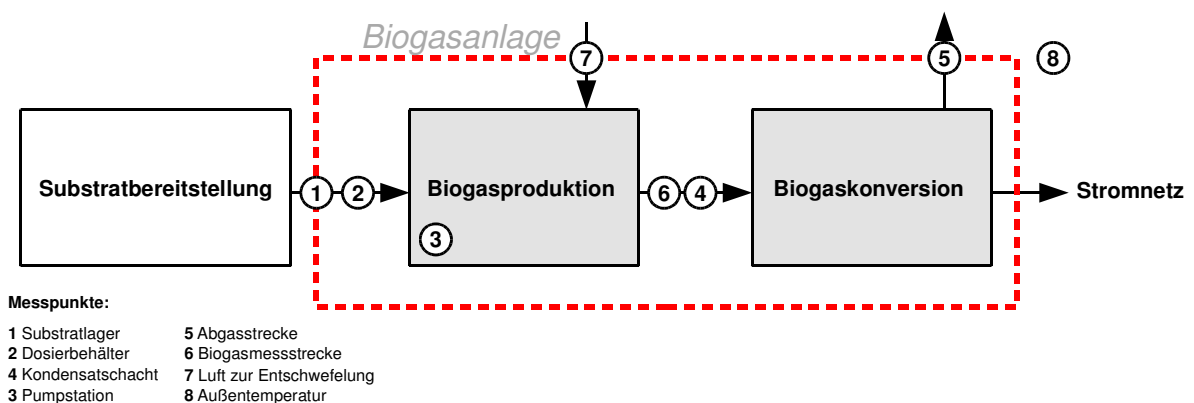


Abbildung 11 Ableitung eines Biogasanlagenschemas und Darstellung der Messpunkte des von PFEIFER & OBERBERGER (2007) betrachteten Systems.

Einen Überblick über weitere verwendete Systemgrenzen geben HAVUKAINEN et al. (2014), die auf Basis der verglichenen Vielzahl von Betrachtungswegen anmerken, dass ein schlüssiger Weg zur Effizienzanalyse von Biogasanlagen bis dato fehlt. Sie teilen die gefundenen Systemgrenzen in vier Kategorien ein, die sich schrittweise von den beiden Kernprozessen Biogasproduktion und –nutzung zu den vor- und nachgelagerten Prozessen ausdehnen. (HAVUKAINEN et al. 2014)

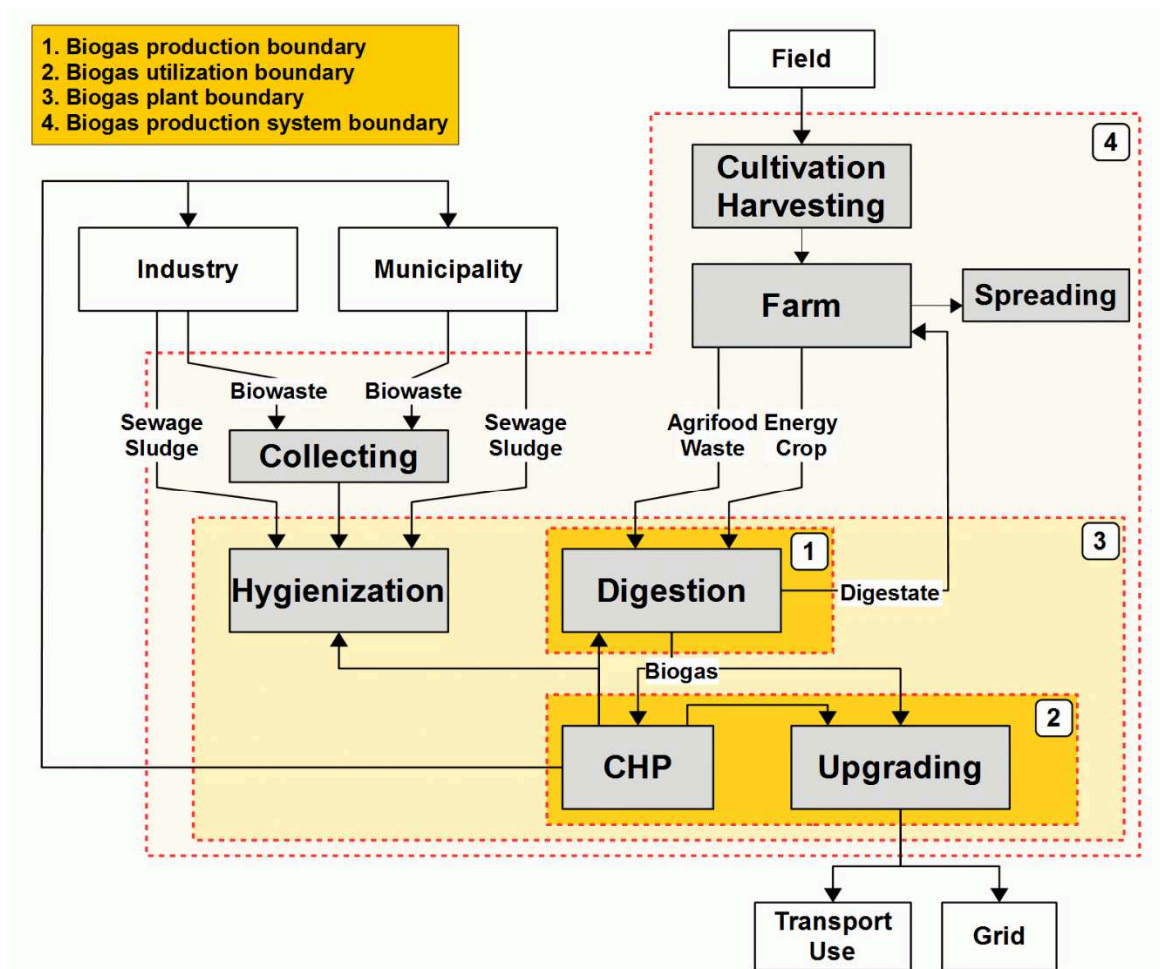


Abbildung 12 Verschiedene Betrachtungsgrenzen zur Bilanzierung von Biogasproduktionssystemen; Darstellung ergänzt nach (HAVUKAINEN et al. 2014).

Im Rahmen dieser Arbeit sollen energetische Aspekte der Biogaserzeugung untersucht werden, insofern sind ökobilanzielle oder sozio-ökonomische Effekte welche die Biogasanlage in eine Gesamtsystembetrachtung einbetten, nicht von Interesse. Das Betrachtungsfeld richtet sich hier rein auf den verfahrenstechnischen Weg der Biogasanlage: Eine Biogasanlage unabhängig von ihrem Betriebsumfeld nimmt Inputstoffe (Substrate) an, verarbeitet diese und gibt den Gärrest als stoffliches Produkt sowie

Wärme und Elektrizität nach außen ab. Hilfsstoffe, die keine direkte Auswirkung auf die Energiebilanz der Anlage haben, werden nicht berücksichtigt. Bei jedem realen Konversionsprozess treten Verluste auf, hier Wärmeverluste der Fermenter und des BHKW, aber auch stoffliche Verluste in Form von Emissionen. Die Systemgrenzen bilden den bestimmungsgemäßen Betrieb der Anlage ab, also die theoretische Produktion unter Last, keine Störungen, Anfahr- oder Wartungsprozesse. Diffuse Emissionen werden nicht betrachtet.

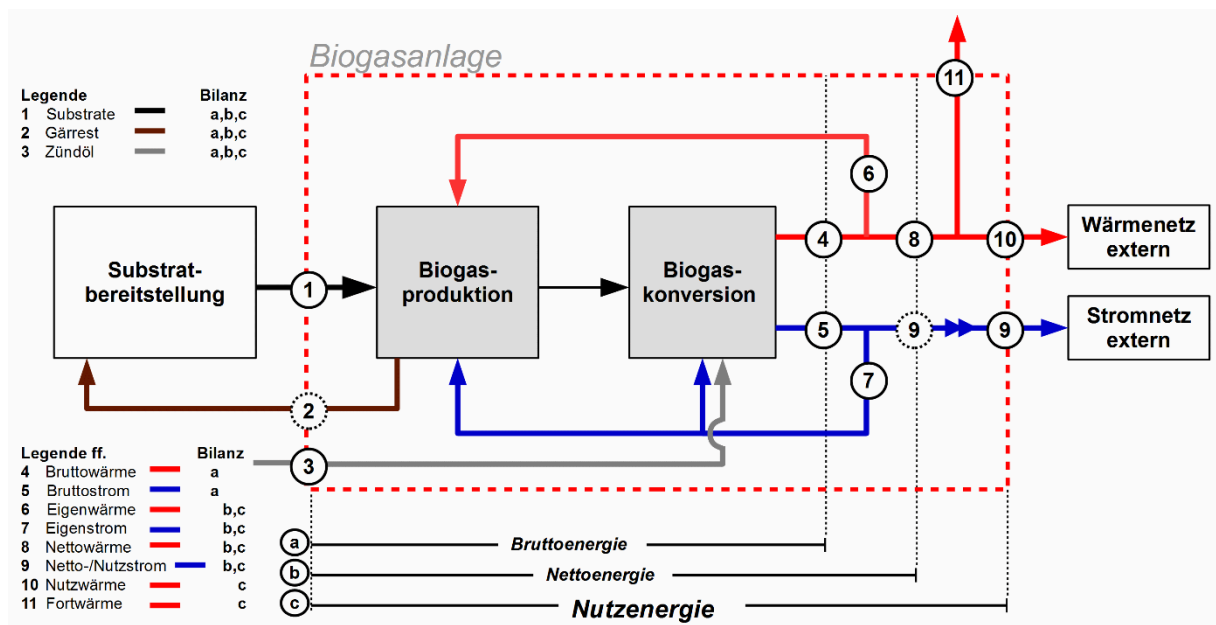


Abbildung 13 Definition der Systemgrenze von Biogasanlagen zur Bilanzierung der Vor-Ort-Verstromung. Die Zahlen zeigen die erforderlichen Messpunkte, die für unterschiedliche Bilanzgrenzen in Brutto-, Netto- und Nutzenergiebilanz (Buchstaben a–c) unterschieden werden.

Unter Beachtung der energietechnisch maßgeblichen Richtlinien VDI 4608, VDI 4661 und AG FW 308 wird zwischen der Bruttoenergie, der Nettoenergie – welche den Eigenenergiebedarf einbezieht – und der Nutzenergie unterschieden (AGFW 2011; Verein Deutscher Ingenieure 2014, 2005). Der Begriff der Nutzenergie besagt lediglich, dass dieser Anteil von der Anlage nutzbar abgegeben wurde, dabei ist es aus Anlagensicht unerheblich, ob eine tatsächliche Nutzung stattfindet und welcher Art diese ist. Diese Sichtweise widerstrebt der durch frühere EEG-Novellierungen vorgegebenen Systematik, bei der über Positivlisten bestimmte Wärmenutzungsoptionen erlaubt und Wärmenutzungsgrade – im EEG 2012 wurden mindestens 60 % Wärmenutzung bei Vor-Ort-Verstromungsanlagen unter Anrechnung eines pauschalen Eigenwärmebedarfs von

25 % gefordert – vorgeschrieben wurden. Eine energiewirtschaftlich objektiv geprägte und mit den bereits lange vorhandenen Begrifflichkeiten kompatible Systematik war und ist nicht Bestandteil des EEG.

3.1.3 Systemgrenzen von Biomethananlagen

Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz können gleichermaßen bilanziert werden, wenn das ausgehende Biomethan nur bis zum Einspeisepunkt verfolgt und die ortsferne Nutzung nicht berücksichtigt wird, (anlagenbezogene Perspektive). Dabei wird die Biogaskonversion technisch erheblich erweitert, da nicht nur die KWK-Anlage mit den zugehörigen Baugruppen betrachtet wird, sondern die gesamte Aufbereitung, Konditionierung und gegebenenfalls die Druckerhöhungsanlage. Da Biomethananlagen in der Regel zur Strom- und Wärmeeigenversorgung über BHKW-Anlagen verfügen, ist der Ansatz zur Bilanzierung des Gesamtsystems nicht von den internen Energieflüssen abhängig, jedoch werden die extern verfügbaren Nutzwärme- und Strommengen deutlich reduziert sein. Anlagen, die einen externen Strombezug erfordern, weisen entsprechend negative Strommengen aus.

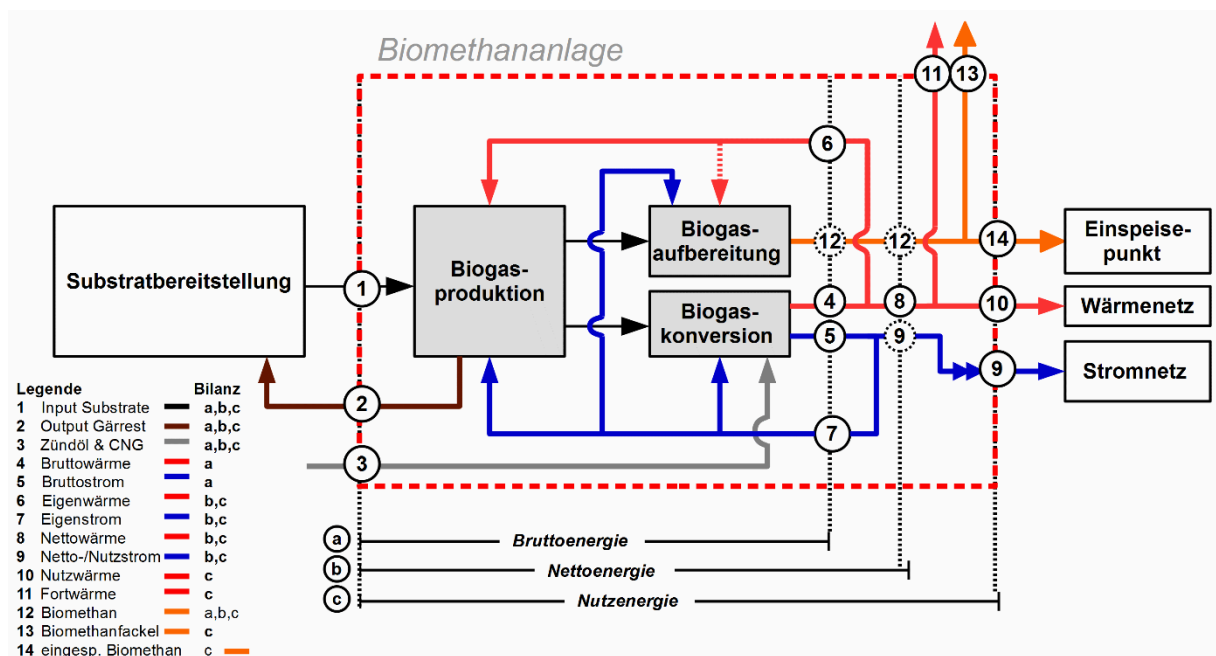


Abbildung 14 Definition der Systemgrenze zur Bilanzierung von Biomethananlagen. Die Zahlen zeigen die erforderlichen Messpunkte, die für unterschiedliche Bilanzgrenzen in Brutto-, Netto- und Nutzenergiebilanz (Buchstaben a–c) unterschieden werden.

Sofern zur Aufbereitung des Biogases eine Aminwäsche eingesetzt wird, ist deren Wärmebedarf für die Regeneration der Waschlösung zu berücksichtigen (gestrichelte rote Linie in Abbildung 14).

Biomethananlagen und betriebliche Sonderlösungen, bei denen eine Biogasanlage aus vergütungsrechtlichen Gründen durch eine zweite BGA oder eine andere regenerative Quelle mit Wärme versorgt wird, sind nicht Gegenstand dieser Betrachtungen.

3.2 Begriffe der Energietechnik

3.2.1 Nennleistung

Die Nennleistung oder installierte elektrische Leistung stellt nach VDI 4661 für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen die höchste abgebbare Dauerleistung einer Erzeugungsanlage dar. Die für die Vergütungseinstufung bis EEG 2004⁴ relevante Nennleistung einer Biogasanlage addiert im Regelfall sich aus den Einzelleistungen der angeschlossenen Blockheizkraftwerke. Die Nennleistung wird auf dem Typenschild genannt und kann daher in Abhängigkeit von der Auslastung der Anlage höhere Werte annehmen als die elektrische Bruttoleistung (Betriebsleistung). Die elektrische Bruttoleistung wird an den Generatorklemmen der Anlage abgenommen, ihre Integration über eine Zeitspanne führt zur Bruttoarbeit.

3.2.2 Wärmeleistung

Die Wärmeleistung oder thermische Leistung einer Biogasanlage stellt den thermischen Nutzenthalpiestrom des Konversionsprozesses dar. Sie wird daher auch als übertragene Wärmeleistung $Q_{\dot{U}}$ bezeichnet. Die Wärmeleistung eines BHKW setzt sich demnach aus der Wärme des Kühlwassers und des Abgasstroms zusammen. Der Wärmestrom des Abgases wird mittels Abgaswärmetauschern dem Kühlwasserstrom zugeführt. Im Gegensatz zu Erdgas-BHKW wird ein biogasbetriebenes BHKW mit höheren

⁴ EEG 2004 Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, Bundesgesetzblatt Teil 1 Nr.40, S.1918-1930, Fassung vom 21.07.2004.

Abgastemperaturen betrieben um den Säuretaupunkt nicht zu unterschreiten und eine schnelle Korrosion des Wärmetauschers zu riskieren. Folglich ergeben sich aus der angepassten Dimensionierung geringere thermische Wirkungsgrade, die sich bei Biogasanlagen monetär positiv auswirken können. Da die Berechnung der gekoppelt erzeugten Strommenge für den KWK-Bonus gemäß AGFW-Arbeitsblatt FW 308 auf der Stromkennzahl basiert, die sich aus dem Verhältnis von Nennleistung zu Wärmeleistung ergibt, wird die tatsächlich extern genutzte Wärme auf eine höhere Strommenge angerechnet. Diese Herangehensweise dürfte auch für Anlagen im EEG 2012⁵ relevant sein, da für den Vergütungsanspruch generell eine Mindestwärmenutzung von 60 % der produzierten Wärmemenge vorgeschrieben ist, von denen 25 % für den Eigenbedarf pauschal abgezogen werden (Deutscher Bundestag 2008). Ein Biogasanlagenbetreiber wird daher je nach Inbetriebnahmejahr seiner Anlage an einer Maximierung der Wärmeleistung des Konversionsaggregats wenig interessiert sein.

3.2.3 Substratleistung

Der Begriff der Substratleistung wurde im *Förderprogramm Energetische Biomassenutzung*⁶ zum Zwecke der Vereinheitlichung von Bewertungsmethoden definiert. Die Substratleistung stellt die zugeführte Frischmasse einer Biogasanlage dar, die sich als Produkt aus Substratmassenstrom und Brennwert berechnet.

$$P_{FM} = \dot{m}_{FM-roh} * H_{S,FM-roh}$$

P_{FM} Substratleistung (kW)

\dot{m}_{FM-roh} Substratfrischmassenstrom (kg/s)

$H_{S,FM-roh}$ spezifischer Brennwert der Frischmasse (MJ/kg)

(1)

⁵ Das EEG 2012 stellt eine Novellierung des EEG 2008 dar. Vgl. Deutscher Bundestag (2008).

⁶ Förderprogramm „Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: <https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/home.html>

WIESE (2007) definiert die zugeführte Biomasseleistung für Heizkraftwerke gleichfalls auf Basis des Heizwerts⁷. Sie errechnet sich aus der Summe der einzelnen zugeführten Biomassen.

$$\dot{Q}_{Bio} = \sum_i \dot{Q}_{Bio,i} = \sum_i \dot{m}_i * H_{u,i}$$

$\dot{Q}_{Bio,i}$	Biomasseleistung (kW)
\dot{m}_i	Frishmassenstrom einer Biomasse (kg/s)
$H_{u,i}$	biomassespezifischer Heizwert (MJ/kg _{FM})

(2)

Der Begriff der Biomasse bezeichnet hier die gesamte zugeführte Organik. In der Biotechnologie hingegen wird als Biomasse nur der Anteil der am Umsetzungsprozess beteiligten Mikroorganismen verstanden. Das zugeführte mikrobiell umzusetzende Material hingegen wird als Substrat bezeichnet. Die Bezeichnung „Substrat“ hat sich bei Biogasanlagenbetreibern ebenfalls für die Einsatzstoffe etabliert und soll daher hier auch verwendet werden. Für die nachfolgenden Berechnungen wird der Begriff der Biomasseleistung daher durch Substratleistung ersetzt. Da die Bilanzierungen in dieser Arbeit grundsätzlich auf den Brennwert bezogen werden, wird die die oben stehende Gleichung entsprechend abgeändert.

$$\dot{Q}_{Sub} = \sum_i \dot{Q}_{Sub,i} = \sum_i \dot{m}_i * H_{s,i}$$

$\dot{Q}_{Sub,i}$	Substratleistung (kW)
\dot{m}_i	Frishmassenstrom einer Biomasse (kg/s)
$H_{s,i}$	substratspezifischer Brennwert (MJ/kg _{FM})

(3)

⁷ Wiese (2007) verwendet in seiner Betrachtung die ältere Bezeichnung H_u (unterer Heizwert) die synonym ist mit der aktuellen Bezeichnung H_i (Heizwert).

3.2.4 Volllaststunden

Mit Volllaststunden wird die theoretische Laufzeit einer Anlage angegeben, die sie unter Nennleistung zur Erbringung eines Regelarbeitsvermögens – also einer bestimmten elektrischen Arbeit - betrieben werden muss.

$$VLH = \frac{W_{el}}{P_{el}}$$

VLH Volllaststunden (h)

W_{el} elektrische Arbeit (kWh)

P_{el} Nennleistung (kW)

(4)

Da sich die Zahl der Volllaststunden auf das Regelarbeitsvermögen mit einem Zeitraum von einem Jahr bezieht, wird die Volllaststundenzahl von Biogasanlagen entsprechend mit der Einheit h/a angegeben. Die durchschnittliche Volllaststundenzahl liegt bei 7.654 h/a, was einer Anlagenverfügbarkeit von rund 87 % entspricht (HÖLKER 2008).

$$\frac{\text{Volllaststunden}}{\text{Jahresstunden}} = \frac{7.654 \text{ h/a}}{8.760 \text{ h/a}} \cong 0,874$$

(5)

Abweichend davon wird als Basis für die Volllaststundenzahl in dieser Arbeit ein Wert von 8.000 h/a – entsprechend einem Faktor von 0,913 – verwendet.

3.2.5 Bemessungsleistung

Die Bemessungsleistung wird in der Energiewirtschaft als Synonym der Nennleistung verwendet. Mit dem EEG 2009⁸ wurde der Begriff für den Betrieb von Biogasanlagen in Deutschland in einer veränderten Form angewendet, indem die tatsächlich eingespeiste Strommenge durch die Jahresstundenzahl dividiert wurde.

⁸ EEG 2009 Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Bundesgesetzblatt Teil 1 Nr. 49, S.2074-2100, Fassung vom 31.10.2008.

$$P_{el,Bem2009} = \frac{W_{el,netto}}{8.760 \text{ h/a}}$$

$P_{el,Bem2009}$ elektrische Bemessungsleistung im EEG 2009 (kW)

$W_{el,netto}$ elektrische Nettoarbeit (kWh/a)

(6)

Mit dem EEG 2012 wurde der Begriff dahingehend modifiziert, dass die gesamte produzierte Strommenge zur Feststellung der Bemessungsleistung verwendet wurde.

$$P_{el,Bem2012} = \frac{W_{el,brutto}}{8.760 \text{ h/a}}$$

$P_{el,Bem2012}$ elektrische Bemessungsleistung im EEG 2012 (kW)

$W_{el,brutto}$ elektrische Bruttoarbeit (kWh/a)

(7)

Die EEG-Bemessungsleistung einer Anlage legt Ihre Eingruppierung in eine Vergütungsklasse fest. In bestimmten Leistungsbereichen kann es daher aufgrund der Degression der Vergütungssätze für den Betreiber wirtschaftlich vorteilhaft sein, die eingespeiste Strommenge beziehungsweise die Auslastung der Anlage zu begrenzen.

Tabelle 4 Vergleich von Bemessungsleistungen nach EEG 2009 und 2012 mit der Nennleistung bei Variation der Auslastung und mittlerem Eigenstrombedarf.

Nennleistung [kW _{el}]	Volllaststunden [h/a]	Bruttostromproduktion [kWh/a]	Eigenstrombedarf [%]	Bemessungsleistung 2009 [kW _{el}]	Bemessungsleistung 2012 [kW _{el}]
600	7.654 ¹	4.592.400	7,6 ²	484	524
600	8.000 ³	4.800.000	7,6	506	548
600	8.400	5.040.000	7,6	532	575

1 (HÖLKER 2008)

2 (DANIEL-GROMKE et al. 2014)

3 (EFFENBERGER 2013)

Für das gezeigte Beispiel einer BGA mit 600 kW_{el} Nennleistung kann die Bemessungsleistung zwischen 484 und 575 kW_{el} betragen. Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Bemessungsleistungen und der Nennleistung hängen also maßgeblich von der Auslastung der Anlage und dem Eigenstrombedarf ab, sie bezieht sich hierbei auf

Elemente zur Berechnung eines Ausnutzungsgrades und bildet nicht mehr die maximale Leistung der Konversionsanlage im stationären Zustand – wie sie beispielsweise für die Bestimmung eines Wirkungsgrades erforderlich wäre - ab.

Die alleinige Angabe einer Bemessungsleistung wird daher zu fehlerhaften Berechnungen führen und ist ohne Kenntnis der tatsächlichen Nennleistung für eine energietechnische Anlagenbewertung nicht zielführend.

3.2.6 Wirkungs- und Nutzungsgrade

Als Wirkungsgrad wird das Verhältnis von abgegebenen Zielenergieströmen zum aufgewandten Energiestrom verstanden. Die Wirkungsgrade werden anhand der Zielenergieströme unterschieden. Die Bestimmung des Wirkungsgrades hat im stationären oder quasi-stationären Zustand zu erfolgen. Der Wirkungsgrad wird in diesem Fall mit dem Nutzungsgrad identisch. (Verein Deutscher Ingenieure 2014)

Die Ermittlung von BHKW-Wirkungsgraden erfolgt gemäß DIN 3046-1 mit einer oberen Grenزابweichung auf den Kraftstoffverbrauch von 5 % (ASCHMANN 2014). Der elektrische Wirkungsgrad von Biogas-BHKW liegt zwischen 0,277 und 0,460 (ASUE 2014). Bei Anwendung eines Wirkungsgrades auf die gesamte Anlage muss berücksichtigt werden, dass eine kontinuierliche Substratzufuhr der Biogasproduktion nur gegeben ist, wenn die Dosiereinrichtung kontinuierlich betrieben würde. In der Praxis werden oftmals größere Substratmengen in Intervallen gefüttert. Da die Wirkungsgrade zum Zeitpunkt einer Fütterungspause dann gegen unendlich streben würden, wird eine quasi-kontinuierliche Beschickung der Anlage angenommen indem die Substratleistung über einen Messzeitraum von einem oder mehreren Tagen gemittelt wird.

3.2.7 Arbeitsausnutzung

Nach VDI 4661 wird die Arbeitsausnutzung als Verhältnis der Ausnutzungsdauer zur Nennzeit definiert. Dabei entspricht die Ausnutzungsdauer der theoretischen Volllaststundenzahl eines BHKW, die sich aus der im Nennzeitraum erreichten Arbeit und der Nennleistungsangabe des Konversionsaggregats errechnen lässt.

3.2.8 Effizienz

Die Effizienz stellt den erreichten Output eines Prozesses, beispielsweise die abgegebenen Nutzenergien, ins Verhältnis zum Aufwand der zur Zielerreichung erforderlich ist. Üblicherweise wird die Effizienz in der Energietechnik durch verschiedene Wirkungsgrade ausgedrückt. Sie werden für einen stationären oder quasistationären Zustand angegeben und beziehen sich auf das Verhältnis der aufgewendeten Energieströme zu den Zielenergieströmen (Verein Deutscher Ingenieure 2014). Als Aufwand sind die Inputstoffe der Biogasanlage, sowie alle Hilfsenergien aufzufassen, die Zielenergien sind im Falle einer Biogasanlage zur Vor-Ort-Verstromung die nutzbaren Strom- und Wärmeauskopplungen beziehungsweise die Bereitstellung von Biomethan anzusehen. Eine Berechnung des Wirkungsgrades aus den Zielenergien ist nur dann zulässig, wenn sich der Betriebszustand der Anlage im Messzeitraum nicht wesentlich ändert. Dafür ist verallgemeinernd anzunehmen, dass die Zufuhr der Inputstoffe kontinuierlich erfolgt und dass genügend lange Zeiträume betrachtet werden. Andernfalls würde der Wirkungsgrad in den Fütterungspausen gegen unendlich streben, was insbesondere bei Anlagen im satzweisen Betrieb (sogenannte Garagenanlagen), bei denen die Entleerungs- und Wiederbefüllungsintervalle der einzelnen Gärkammern im Bereich von mehreren Wochen liegen, zu unsinnigen Werten führen würde. Daher definiert die VDI 4661 Nutzungsgrade, die eine Mittelung des Wirkungsgrades über einen entsprechenden Zeitraum angeben und somit die Angabe einer, für die BHKW-Technik der meisten Biogasanlagen, praxistauglichen Kenngröße ermöglichen.

3.2.9 Brennstoffausnutzungsgrad

Für die Vor-Ort-Verstromung können separate Nutzungsgrade für die Stromerzeugung und die Wärmebereitstellung angegeben werden, die Summe beider Werte nennt demnach den Gesamtnutzungsgrad, der üblicherweise als Brennstoffausnutzungsgrad bezeichnet wird. Der Brennstoffausnutzungsgrad wird nach VDI 4661 als mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad bezeichnet, wenn er über einen längeren Zeitraum erhoben wird und Prozesszustände, welche vom Normalbetrieb abweichen, mit einschließt. Hierzu

gehören insbesondere An- und Abfahrphasen, Fütterungspausen und Reparaturstillstände.

$$\omega = \frac{\dot{Q}_{netto} + P_{netto}}{\dot{m}_{Br} + H_i} = \alpha + \beta$$

ω	Brennstoffausnutzungsgrad (-)
\dot{Q}_{netto}	Nettowärmeleistung (kW)
P_{netto}	elektrische Nettoleistung (kW)
\dot{m}_{Br}	Brennstoffmassenstrom (t)
H_i	Heizwert des Brennstoffs (MJ/kg)
α	Wärmeausbeute (-)
β	Stromausbeute (-)

(8)

Der Brennstoffausnutzungsgrad kann dabei weiter in die Stromausbeute und die Wärmeausbeute differenziert werden. Die Anwendung auf Biogasanlagen wird im Kapitel 4.1.2 ab Seite 68 beschrieben.

3.2.10 Strom- und Wärmeausbeute

Die Stromausbeute gibt das Verhältnis von elektrischer Nettoleistung zum Brennstoffenthalpiestrom wider. Sie stellt den elektrischen Wirkungsgrad einer KWK-Anlage dar.

$$\frac{P_{netto}}{\dot{m}_{Br} + H_i} = \beta$$

P_{netto}	elektrische Nettoleistung (kW)
\dot{m}_{Br}	Brennstoffmassenstrom (kg/s)
H_i	Heizwert des Brennstoffs (MJ/kg)
β	Stromausbeute (-)

(9)

Analog gibt die Wärmeausbeute das Verhältnis des thermischen Nettonutzwärmestroms zum Brennstoffenthalpiestrom wider. Sie stellt den thermischen Wirkungsgrad einer KWK-Anlage dar.

$$\frac{\dot{Q}_{netto}}{\dot{m}_{Br} + H_i} = \alpha$$

\dot{Q}_{netto}	Nettowärmeleistung (kW)
\dot{m}_{Br}	Brennstoffmassenstrom
H_i	Heizwert des Brennstoffs (MJ/kg)
α	Wärmeausbeute (-)

(10)

3.3 Leistungsbewertung von Biogasanlagen

3.3.1 Modelle zur Bewertung der Biogasproduktion

Eine existiert eine Vielzahl von unterschiedlichen Modellansätzen, die im Wesentlichen für zwei unterschiedliche Zwecke konzipiert wurden:

1. Die prozessbiologische Kontrolle des Fermenters zum Zwecke der Zustandsbeschreibung ist ein wichtiger Aspekt unter dem Modelle an Biogasanlagen eingesetzt werden. Da Prozessparameter sehr dynamisch auf Umwelteinflüsse reagieren und In-situ nicht oder nur unzuverlässig bestimmt werden können, wurden Prozessmodelle entwickelt, die Änderungen von Parametern sowohl im zeitlichen Verlauf als auch quantitativ abschätzen können. Mit kinetischen Ansätzen wird dabei versucht den mehrstufigen Abbauprozess auf Grundlage seiner Hauptedukte (in der Regel in Kohlenhydrate, Fette und Proteine untergliedert), einer Vielzahl von Intermediaten und der Produkte zu simulieren. Das bekannteste und aufwändigste Modell, das *IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM 1)* berücksichtigt Stoffumsetzungen, Biomassewachstum biochemische wirksame Prozesse wie Inhibition und physikalisch-chemische Einflüsse wie Dissoziationsgleichgewichte und Stoffübergangskoeffizienten. Die Komplexität des Modells erfordert eine aufwändige Parametrierung, da thermodynamische Daten

für alle implementierten chemischen Reaktionswege vorzugeben sind und die Anpassung kinetischer Parameter durch eine Kalibration im Betrieb erfolgen muss. Für die Biogasproduktion aus Energiepflanzen und Gülle konnte unter anderem die Anwendbarkeit der Simulationsergebnisse für die Biogasproduktionsrate und für die Energiebilanz aufgezeigt werden. Mit dem Ziel einer Anwendung an landwirtschaftlichen Biogasanlagen wurde das ADM 1 zum „agriADM 1“ weiterentwickelt und auf weitere Substrate ausgedehnt. (WICHERN et al. 2008; SCHLATTMANN 2011; BATSTONE et al. 2002; BIERNACKI et al. 2013; NORDLANDER et al. 2017)

2. Andere Modelle bedienen sich des Black-Box-Ansatzes, um den mathematischen, organisatorischen und instrumentellen Aufwand zu umgehen und eine breite, praxisgerechte Anwendung zur Erfolgskontrolle ermöglichen. Da eine Bewertung im einfachsten Fall den Aufwand ins Verhältnis zum Ergebnis setzt, kann die detaillierte Abbildung des gesamten Biogasbildungsprozesses - wie beim ADM 1 – komplett fortgelassen werden. Neben dem empirisch entwickelten stöchiometrischen Modell nach SYMONS & BUSWELL wurden Ansätze aufgestellt, die mehrheitlich auf den Fraktionen der Weender Futtermittelanalyse und der erweiterten van-Soest-Analytik fußen. (SYMONS & BUSWELL 1933; BUSWELL & HATFIELD 1936; BUSWELL & MUELLER 1952)

Nachfolgend werden die gebräuchlichen Schätzgleichungen zur Bestimmung des maßgeblichen Biogas- beziehungsweise Methanertrags kurz dargestellt.

AMON et al. (2006) drücken den spezifischen Ertrag der Maissilage als Funktion der Trockensubstanz aus. Der optimale Erntezeitpunkt für Maissilage wird dabei in erster Linie vom Trockensubstanzgehalt der Pflanze abhängig gemacht. Grundsätzlich sind hohe Trockensubstanzgehalte hinsichtlich der Energiedichte des eingesetzten Substrates wünschenswert. Für die spätere Vergärbarkeit – und damit den Ertrag – muss jedoch die während der Reifestadien rasch fortschreitende Lignifizierung beachtet werden.

Als Regression wird ein Polynom 3. Ordnung nach der allgemeinen Gleichung

$$f(x) = a * x^3 + b * x^2 + c * x + d \quad (11)$$

mit $a = 0,0268$, $b = 2,3051$, $c = -64,918$ und $d = 967,23$ verwendet. Die Autoren haben Maissilagen mit Trockensubstanzgehalten zwischen 21,9 und 40,1 % untersucht, so dass der für die Biogasproduktion als optimal betrachtete Bereich von 31-35% unter realen Bedingungen als ausreichend betrachtet werden kann. Daraufhin haben AMON et al. (2007) das Methan-Energiewert-Modell vorgestellt, welches die Fraktionen Rohprotein (XP), Rohfett (XL), Rohfaser (XF) und stickstofffreie Extraktstoffe (XX) zur Berechnung der Methanausbeute für verschiedene Energiepflanzen verwendet.

$$Y_{CH_4} = a * XP + b * XL + c * XF + d * XX$$

Y	Methanausbeute (l/kg _{OTS})
a,b,c,d	substrat- und fraktionsspezifische Regressionskoeffizienten
XP	Rohprotein (% TS)
XL	Rohfett (% TS)
XF	Rohfaser (% TS)
XX	stickstofffreie Extraktstoffe (% TS)

(12)

Ein ähnliches, um weitere Fraktionen ergänztes Modell wird von (KAISER 2007) vorgeschlagen, es erlaubt sowohl die Abschätzung des Biogas- als auch des Methanertrags auf der Basis der erweiterten Weender Futtermittelanalyse nach VAN SOEST et al. (1991).

Die Schätzgleichungen lauten:

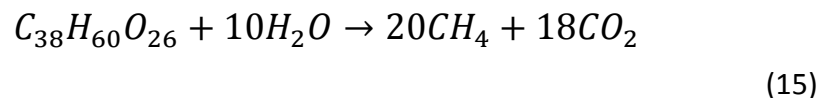
$$Y_{BG} = 0,307XP + 0,781XL + 0,627OR + 0,938HC + 0,691CL - 0,358ADL$$

$$Y_{CH_4} = 0,147XP + 0,560XL + 0,289OR + 0,459HC + 0,382CL - 0,271ADL$$

Y_{BG}	Biogasausbeute (l/kg _{OTS})
Y_{CH_4}	Methanausbeute (l/kg _{OTS})
XP	Rohprotein (g/kg)
XL	Rohfett (g/kg)
OR	organischer Rest (g/kg)
HC	Hemicellulose (g/kg)
CL	Cellulose (g/kg)
ADL	Säure-Detergenz-Lignin (g/kg)

(13) & (14)

Zur Bestimmung des maximalen Potenzials kann der stöchiometrische Ansatz von SYMONS & BUSWELL (1933) verwendet werden. Die spezifische Gasmenge und –zusammensetzung in Bezug auf die Hauptkomponenten Methan und Kohlendioxid kann abgeschätzt werden, wenn für die Biomassen Elementarzusammensetzungen vorliegen und diese als organische Trockensubstanz zur Berechnung der Biogasausbeute Anwendung finden. (SYMONS & BUSWELL 1933; REINHOLD 2005; LINKE et al. 2006; MÄHNERT et al. 2007; MÄHNERT 2007)



Die Formel basiert auf empirischen Untersuchungen an reinen Substanzen, die theoretisch vollständig abbaubar sind. Der zugrunde liegende Mechanismus, nämlich die Disproportionierung und Hydratisierung sind von allgemeiner Gültigkeit für den Gasbildungsprozess, ohne die Intermediate der Gesamtgleichung zu kennen. Wendet man die stöchiometrische Zusammensetzung auf eine gewöhnlichen Maissilage mit 35 % Trockensubstanzgehalt bei 95 % organischem Trockensubstanzanteil an, lässt sich der maximal mögliche Biogasertrag auf 303,6 m³/t_{FM} mit einem Methangehalt von 52,6 % abschätzen. Dabei wird allerdings ein quantitativer Umsatz des Edukts angenommen. Der

Abbaugrad bei Erreichen des Richtwerts für den Biogasertrag von Maissilage von $216 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{FM}}$ beträgt nach eigener Berechnung folglich 71,2 % (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. 2013). Zwar wird das stöchiometrische Modell zur Charakterisierung von Biogassubstraten selbst nicht angewendet, in Kombination mit der Weender Futtermittelanalytik werden zur Gasertragsbestimmung stoffspezifische Erträge für die Einzelfractionen benötigt, die sich auf Angaben von BASERGA (1998) stützen. Dieser verwendet für die Quantifizierung der stoffgruppenspezifischen Gaserträge das Buswell-Mueller-Modell. Dabei wird in allen bekannten Quellen ausschließlich der Gasertrag betrachtet, der Wasserentzug infolge der Hydrolyse von polymeren Substanzen bleibt völlig unbeachtet, da Wasser ohnehin in großem Überschuss in den Substraten vorhanden ist. Für eine exakte Bilanzierung und Feststellung der Gärrestzusammensetzung ist die Berücksichtigung jedoch unerlässlich, wie an einem Rechenbeispiel gezeigt werden kann.

Rechenbeispiel: Mit einer mittleren Elementarzusammensetzung von pflanzlicher Biomasse nach Reinhold (2005) von $\text{C}_{38}\text{H}_{60}\text{O}_{26}$ ergibt sich ein rechnerischer Wasserentzug von $0,193 \text{ g/g}_{\text{Biomasse}}$ bei vollständiger Degradation. Da in der Praxis Silagen verwendet werden, deren Organik bereits teilweise hydrolysiert ist und zudem nicht vollständig abgebaut wird, kann der Wert bei der Berechnung überschlägig auf 70 % des Ausgangswertes reduziert werden. Damit werden für die Hydrolyse von 1 t Maissilage mit 33 % Trockensubstanz noch immer 39,2 kg Wasser benötigt. Für eine landwirtschaftliche Biogasanlage mit 10.000 t/a an Maissilage macht dies ca. 392 t aus, die nicht als Gärrest ausgebracht werden müssen. Bei einem durchschnittlichen Ladegewicht eines Güllefasses von 15 t je Fuhre dürften damit etwa 26 Fahrten/a entfallen.

Ein weiteres empirisches Modell von MÄHNERT beschreibt mit Hilfe einer vereinfachten Kinetik die Biogasausbeute als Funktion der Raumbelastung. Hierzu muss die maximale Biogasausbeute eines Substrats bekannt sein, ferner wird die Dichte des Ablaufs und des Biogases, die oTS-Zulaufkonzentration und eine allgemeine Reaktionsgeschwindigkeitskonstante für den Prozess benötigt. Das Modell wurde in Laborversuchen zur Vergärung von Energiepflanzensilagen und Gülle entwickelt und ist daher für eine Vielzahl von deutschen Anlagen anwendbar. (MÄHNERT et al. 2007; MÄHNERT 2007)

$$y_B = y_{max} * \frac{c_0 * b}{c_0 * b + y_{max} * B_R}$$

y_B spezifische Biogasausbeute (m³/kg_{oTS})

y_{max} maximale Biogasausbeute (m³/kg_{oTS})

c_0 Zulaufkonzentration (kg_{oTS}/m³)

b Dichtequotient (-)

B_R Raumbelastung (kg_{oTS}/(m³*d))

(16)

Im Unterschied zu den anderen Modellen werden technologische Parameter der Biogasanlage einbezogen, dadurch kann das Modell insbesondere den Effekt einer steigenden Raumbelastung und einer damit verbundenen Überlastung des Prozesses gut abbilden. Über den Einsatz zur großtechnischen Anwendung des Modells ist bisher nichts bekannt.

Zur Charakterisierung von landwirtschaftlichen Substraten hinsichtlich ihres Methanertrags wurde von Weißbach (2008) das Modell der fermentierbaren organischen Trockensubstanz vorgeschlagen, welches sich auf dem kurz zuvor von KAISER beobachteten Zusammenhang zwischen der Verdaulichkeit und dem Methanertrag eines Inputstoffs gründet (KAISER 2007). Im Gegensatz zum üblichen Bezug auf die organische Trockensubstanz (oTS), die sich aus der Subtraktion des Aschegehalts von der Trockensubstanz ergibt, berücksichtigt die FoTS zudem einen anaerob nicht abbaubaren Anteil der oTS, welcher substratabhängig unterschiedliche Werte annehmen kann. Der aus der FoTS resultierende Methanertrag stellt das theoretische Maximum dar und ist nicht an die Fermentationstechnik gebunden, sofern Prozessbedingungen optimal und die Verweilzeit im Prozess hinreichend lang sind. (WEIßBACH 2008, 2009)

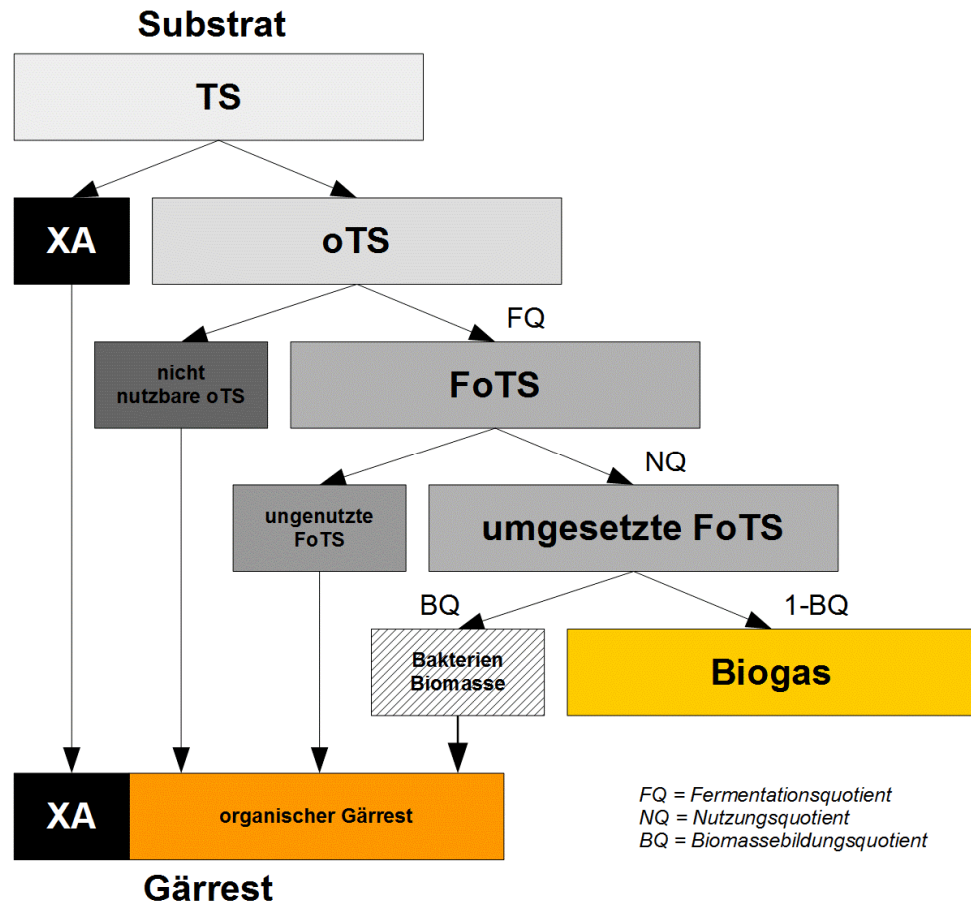


Abbildung 15 Fraktionierung der unterschiedlichen Substratbestandteile und Zuordnung zu den Endprodukten Biogas und Gärrest, verändert nach WEIßBACH (2009).

Die fermentierbare organische Trockensubstanz (FoTS) besitzt für Energiepflanzen ein Biogasbildungspotenzial von 800 ml/g_{FoTS} beziehungsweise ein Methanpotenzial von 420 ml/g_{FoTS}. Die FoTS kann anhand der folgenden Gleichung als Funktion des Rohfaseranteils (XF) und des Ascheanteils (XA) abgeschätzt werden. (WEIßBACH 2008, 2009)

$$FoTS = 984 - (XA) - 0,47(XF) - 0,00104(XF)^2$$

FoTS Fermentierbare organische Trockensubstanz (g/kg)

XA Aschegehalt (g/kg)

XF Rohfasergehalt (g/kg)

(17)

Im direkten Vergleich mit der stöchiometrischen Gleichung nach SYMONS & BUSWELL (1933) ergibt sich damit je nach Zusammensetzung eine Differenz von mehr als 100 ml/g_{FoTS}.

Diese Abweichung ist nicht vollständig erklärbar, da beide Modelle auf empirische Untersuchungen zurückgeführt werden und der Effekt der Inkorporation von Nährstoffen zum Zweck der Biomassebildung dafür möglicherweise nicht ausreicht. Nach Schätzungen von WEIßBACH (2009) beträgt der Anteil der Biomasse an der FoTS etwa 5 %, während SYMONS & BUSWELL die Biomassebildung bei der Vergärung von Kohlenhydraten je nach Fütterungsbedingungen und Alter der Kultur mit 5 – 20 % tendenziell höher einschätzen. Da nur ein bestimmter Teil der FoTS letztlich zu Biogas und Biomasse umgesetzt wird, verbleiben ungenutzte und nicht nutzbare (anaerob nicht abbaubare) Fraktionen im Gärrest. Ferner geht Weißbach davon aus, dass die absolute Aschemenge durch den Fermentationsprozess nicht verändert wird, sie eignet sich demnach als Normierungsgröße.

Das Verhältnis von organischer Trockensubstanz zur fermentierbaren organischen Trockensubstanz wird als Fermentationsquotient definiert und stellt eine Kennzahl für die anaerobe Abbaubarkeit dar. (WEIßBACH 2008, 2009)

$$FQ = \frac{FoTS}{oTS}$$

FQ Fermentationsquotient (-)

FoTS fermentierbare organische Trockensubstanz (g/kg)

oTS Gehalt an organischer Trockensubstanz (g/kg)

(18)

3.3.2 Bewertung der Biogaskonversion

Hinsichtlich der Energieflüsse von biogasbetriebenen Gas-Otto-Motoren wurde bereits 1980 eine Betrachtung der Energieflüsse aufgestellt, die zwar durch die technische Entwicklung verändert wurde, deren Abschätzung zukünftig erreichbarer Wirkungsgrade aber die Energieflüsse aktuell gebräuchlicher BHKW gut beschreibt.

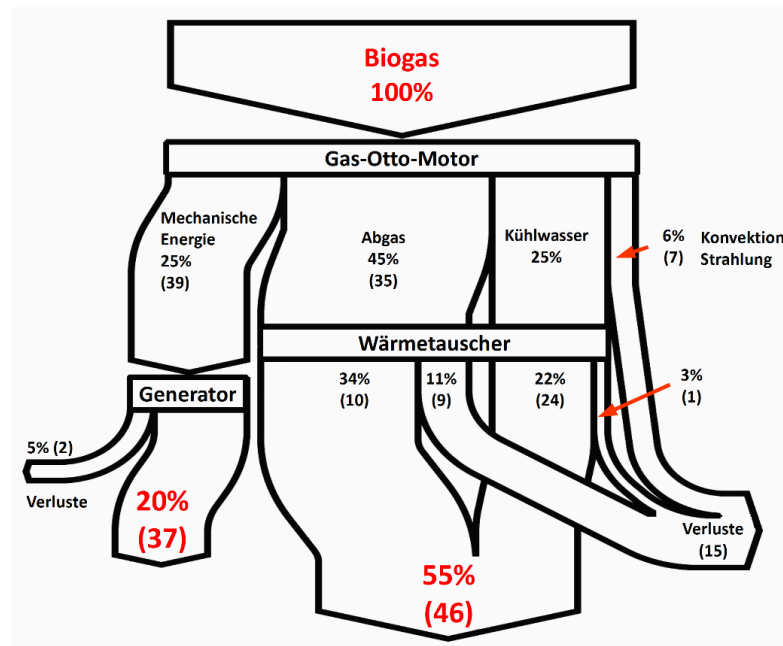


Abbildung 16 Wirkungsgrade der gekoppelten Stromerzeugung aus Biogas im Jahr 1980 und Abschätzung erreichbarer Wirkungsgrade (Werte in Klammern), nachgezeichnet aus (DOHNE 1980).

Als Beispiel aus der jüngeren Vergangenheit kann die Abschätzung von WEGENER et al. (2007) gezeigt werden, die zum Zwecke der Ökobilanzierung Richtwerte für die Wirkungsgrade von BHKW annimmt. Sie entsprechen in etwa den durch DOHNE (1980) prognostizierten Werten.

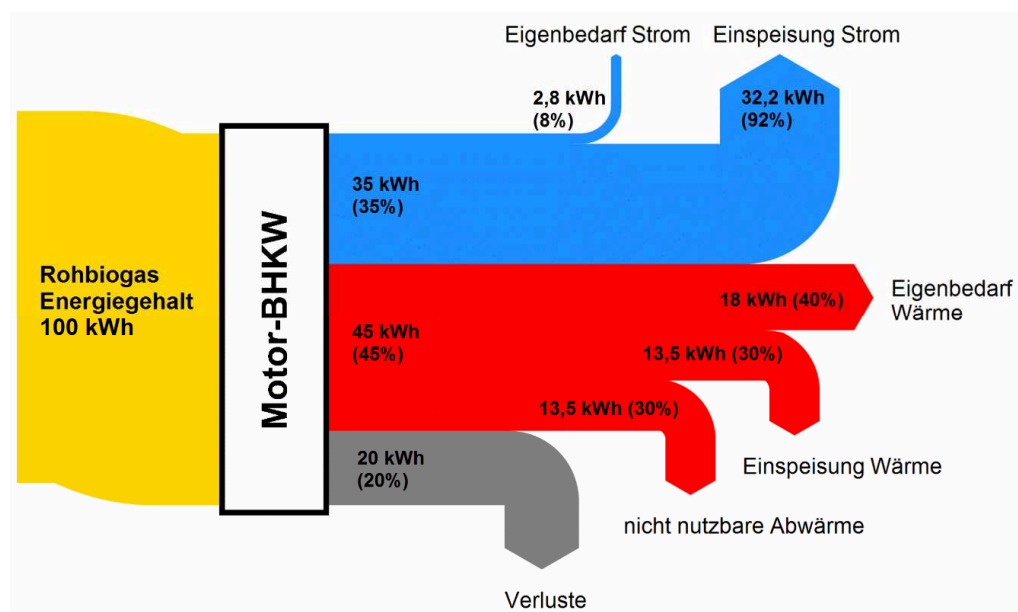


Abbildung 17 Wirkungsgrade der gekoppelten Stromerzeugung aus Biogas im Jahr 2007 und Abschätzung üblicher Wirkungsgrade (Werte in Klammern), nachgezeichnet aus (WEGENER et al. 2007).

In einer Erhebung landwirtschaftlicher Biogas-BHKW wurden die elektrischen Wirkungsgrade aktueller Anlagen über einen langjährigen Zeitraum erhoben. Sie zeigen, dass die 1980 prognostizierten Entwicklungen zutreffend sind. Gleichzeitig wird aber auch eine deutliche Diskrepanz zwischen den Herstellerangaben und den realen Wirkungsgraden deutlich, was neben der erheblichen finanziellen Einbuße auch eine durchgehend schlechte energetische Effizienz als vom Hersteller versprochen aufzeigt.

Tabelle 5 Mittlere Wirkungsgrade von biogasbetriebenen BHKW über mehrere Betriebsjahre und Abweichung von der Herstellerangabe (ASCHMANN & EFFENBERGER 2012).

BHKW	Betriebsstunden- zahl [h]	durchschn. el. Wirkungsgrad [%]	Herstellerangabe [%]	Differenz [%]
30 kW GO	10.250	29,2	k.A.	k.A.
100 kW GO	57.350	35,1	38,0	2,9
190 kW GO	54.700	34,6	38,4	3,8
324 kW GO	47.750	34,2	37,7	3,5
526 kW GO	45.050	37,4	40,4	3,0
40 kW ZS	30.500	34,9	37,0	2,1
75 kW ZS	12.700	37,0	40,0	3,0
110 kW ZS	33.000	37,8	39,7	1,9
250 kW ZS	45.050	38,0	43,0	5,0

GO = Gas-Otto-Motor

ZS = Zündstrahlmotor

Über die Standzeit der BHKW wurde eine Abnahme des Wirkungsgrades beobachtet, der zwar durch eine regelmäßige Wartung verringert werden kann, die Differenz zur Herstellerangabe wird trotzdem mit mindestens 3 % angegeben (ASCHMANN & EFFENBERGER 2012).

3.3.3 Anlagenbewertung anhand spezifischer Benchmarks

Im Rahmen der Biogasmessprogramme I und II wurde ein Faktor eingeführt, der als spezifische elektrische Leistung ($\text{kW}_{\text{el}}/\text{m}^3_{\text{Faulraum}}$) bezeichnet werden kann und das Faulraumvolumen einer Anlage in Relation zur Nennleistung setzt (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005, 2009). Der Ansatz ist, dass mit steigender Anlagenleistung auch das Faulraumvolumen steigen sollte, da sonst unzulässige Wertbereiche der Verfahrensparameter wie Raumbelastung und Verweilzeit zu instabilen Prozessen führen und die Arbeitsausnutzung mindern würden. Damit wird eine Abhängigkeit der Arbeitsausnutzung von der spezifischen Leistung postuliert.

Die grafische Darstellung wurde durch Erfahrungswerte der Bayerischen Landesanstalt für Landtechnik erweitert, indem Benchmarks für die spezifische Leistung und für die Volllaststunden den Wertebereich in vier Quadranten einteilen. Diese werden mit „Standardbereich“, „Problembereich“ sowie „Innovationsbereich“ und „Entwicklungsbereich“ bezeichnet. Dadurch wird ein gewisser Handlungsbedarf für Anlagen suggeriert, welche die Benchmarks verfehlen.

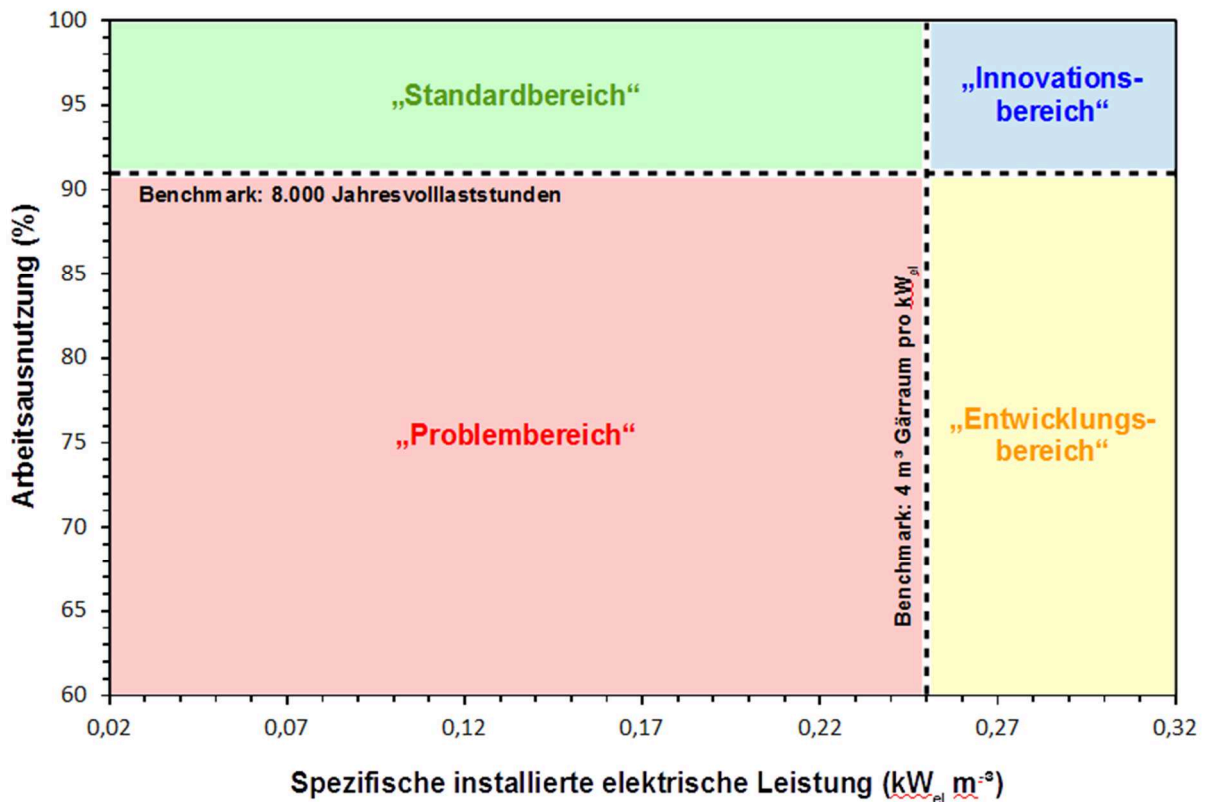


Abbildung 18 Grafische Darstellung eines Modells zur verfahrenstechnischen Bewertung von Biogasanlagen mittels Eingruppierung auf Basis der Parameter faulraumspezifische Leistung und Arbeitsausnutzung; (EFFENBERGER 2013).

Das Bewertungsschema kann sowohl zum Vergleich von verschiedenen Anlagen und Anlagentypen, wie auch zur Evaluation der Betriebsergebnisse einer Anlage für unterschiedliche Betriebszeiträume verwendet werden. Änderungen der spezifischen Leistung beziehen sich nur auf das Arbeitsvolumen und die Nennleistung, andere technische Faktoren bleiben unberücksichtigt. Solange die Arbeitsausnutzung von der Änderung ebenfalls nicht betroffen ist, bleibt die Wirkung vollständig unsichtbar. Als Beispiel können die Änderung des Substrateinsatzes oder Maßnahmen zur Reduktion von

unkontrollierten Emissionen dienen, sofern das BHKW nicht durch die Verfügbarkeit des Biogases limitiert ist, was häufige Praxis ist. Der Austausch eines zu klein dimensionierten BHKW würde sich dann womöglich doppelt nachteilig auswirken, da die Auslastung verringert würde und die spezifische Leistung steigt. Im ungünstigen Fall wird damit die emissionsmindernde Umgestaltung einer Anlage bei Bewertung nach obigen Schema nicht empfohlen. Da das Schema zwei feste Benchmarks vorgibt, wird eine technische Weiterentwicklung unter Umständen erschwert, wenn diese das Benchmark von $0,25 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{m}^3$ überschreitet.

3.3.4 Anlagenbewertung anhand der Energieflüsse

Der Ansatz einer inputbezogenen Bilanzierung der Energieflüsse wurde erstmals 2007 vorgestellt. Die Untersuchungen an einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit $500 \text{ kW}_{\text{el}}$ zur Vergärung von Schweinegülle und Mais fanden im Rahmen eines Betriebsmonitorings statt und sollten in erster Linie der Ableitung von Richtwerten dienen. Der Gesamtinput wurde dabei auf 100 % gesetzt, davon entfielen 95,6 % auf Maissilage, 4,2 % auf Schweinegülle und 0,1 % auf Prozesswasser. Auf den Heizwert bezogen wurden 80,7 % des zugeführten Energiepotenzials in den Sekundärenergieträger Biogas und 60,8 % in die Nutzenergien Strom und Wärme konvertiert. Die Betrachtung fokussiert die Biogasanlage und bewertet die Art und den tatsächlichen Umfang der Energienutzung nicht. Da die Bewertung über einen Betriebszeitraum von einem Jahr erfolgte, sind die generierten Werte als Nutzungsgrade zu verstehen. Die Darstellung der Energieflüsse erfolgte als Sankey-Diagramm, wie in nachfolgender Abbildung dargestellt. (PFEIFER & OBERNBERGER 2007)

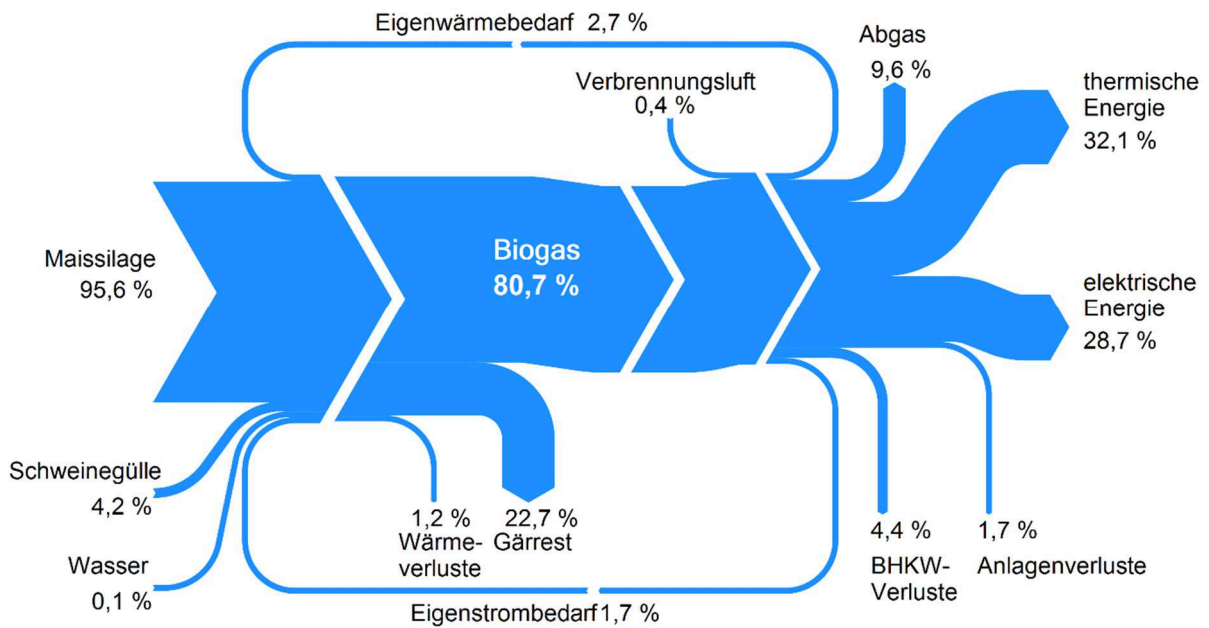


Abbildung 19 Heizwertbezogene Energiebilanz einer landwirtschaftlichen 500 kW_{el} Biogasanlage mit den Hauptsubstraten Maissilage (55,7 % mas.) und Schweinegülle (34,5 % mas.), nachgezeichnet nach (PFEIFER & OBERNBERGER 2007).

Die Bilanzierung wird auf den Heizwert bezogen. Die von den Autoren angegebenen Richtwerte für die Stromausbeute mit mehr als 25 % und den Gesamtnutzungsgrad von mehr als 60 % wurden dabei frei abgeleitet, ein Vergleich mit anderen Biogasanlagen erfolgte nicht. (PFEIFER & OBERNBERGER 2007)

3.3.5 Abgleich von Produktion und Konversion

Biogasanlagen werden bisher im Regelfall zur Grundlaststromerzeugung eingesetzt, der Betrieb ist daher auf eine Maximierung der Volllaststundenzahl ausgelegt. Der erforderliche Substratbedarf wird in der Vorplanung mit Hilfe von vielfach dokumentierten Gasertragsrichtwerten und den Wirkungsgraden der Konversionsaggregate abgeschätzt (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. 2013; EDER & SCHULZ 2007; MITTERLEITNER o. J; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2013). Die für die gewünschte Bruttoenergieauskopplung erforderliche Substratmenge m im Nennzeitraum T_N – in der Regel 1 Jahr – lässt sich mit Hilfe der Formel (19) abschätzen.

$$m_{sub,FM} = \frac{P_N * T_N}{Y_{BG} * \varphi_{CH_4} * H_{i,CH_4} * \eta_{el}}$$

m	Substratmenge [t _{FM} /a]
P_N	elektrische Nennleistung des Konversionsaggregates [kW]
T_N	Nennzeitraum [h/a]
Y_{BG}	Biogasertrag [m ³ _{i.N.} /t _{FM}]
φ_{CH_4}	Methangehalt [Vol.-%]
H_{i,CH_4}	Heizwert Methan [kWh/m ³ _{i.N.}]
η_{el}	elektrischer Wirkungsgrad des Konversionsaggregates [%]

(19)

Da der Haupte Erlös einer landwirtschaftlichen Biogasanlage durch die Einspeisung von Strom erzielt wird, dient die elektrische Arbeit als indirekte Auslegungsgröße. Oftmals wird dabei die erforderliche Substratmenge noch um die erwartete Arbeitsausnutzung n_A , die sich aus der Volllaststundenzahl im Bezug zu Nennzeit T_N ergibt, verringert. In der Praxis erreichen solche Anlagen oftmals nicht die gewünschten Leistungswerte. Zur Kompensation der Minderleistung muss dann eine höhere Substratmenge gefüttert werden. Neben den wirtschaftlichen Nachteilen ergeben sich technische und biologische Probleme, da die Durchsatzmenge über das geplante Maß erhöht werden muss. Für Biogasanlagen die Regelenergie bereitstellen, ist gewöhnlich die Bemessungsleistung als Planungsgrundlage zu berücksichtigen. Je größer dabei die landläufig als Überbauung bezeichnete Abweichung der Nennleistung von der Bemessungsleistung (nach EEG 2014 § 5) ist, desto anspruchsvoller wird das Gasmanagement der Anlage und damit die mögliche Abweichung der theoretisch berechneten von der real benötigten Substratmenge. Zwar kann die theoretisch erforderliche Gasspeichergröße durch eine flexible Fütterungsstrategie deutlich reduziert werden, eine Langzeitkontrolle und Optimierung der Leistungsparameter kann aufgrund der hier beschriebenen Abweichungen bisher nicht zufriedenstellend geschehen (MAUKY et al. 2015; DJATKOV et al. 2014).

In der Praxis ergibt sich ein häufig beobachtetes Problem durch die Annahme zu hoher Biogasausbeuten. Zwar können die verfügbaren Richtwerte für viele Substrate bei entsprechender Qualität und anlagentechnischen Voraussetzungen deutlich überschritten werden. Eine fundierte Abschätzung, wie hoch diese Abweichung maximal sein kann, existiert bis dato jedoch nicht. Zur Betriebskontrolle wird die oben gezeigte Formel (19) auf den Biogasertrag umgeformt und man erhält auf Basis der eingesetzten Substratmenge einen spezifischen Ertrag der mit dem Richtwert abgeglichen werden kann.

$$Y_{BG} = \frac{P_N * T_N}{m_{sub,FM} * \varphi_{CH_4} * H_{i,CH_4} * \eta_{el}}$$

Y_{BG} Biogasertrag [$m^3_{i.N.}/t_{FM}$]

P_N elektrische Nennleistung des Konversionsaggregates [kW]

T_N Nennzeitraum [h/a]

$m_{sub,FM}$ Substratmenge [t_{FM}/a]

φ_{CH_4} Methangehalt [Vol.-%]

H_{i,CH_4} Heizwert Methan [$kWh/m^3_{i.N.}$]

η_{el} elektrischer Wirkungsgrad des Konversionsaggregates [%]

(20)

Der berechnete Ertrag gibt die tatsächlich gebildete nicht exakt Biogasmenge an, solange die realen Wirkungsgrade, Methangehalte und sonstigen Verluste nicht bekannt sind. Insofern kann eine Überschreitung eines Richtwerts durch den Ertrag als Indiz für einen funktionierenden Anlagenbetrieb verstanden werden, eine Auskunft über Potenziale gibt der Ertrag spätestens dann nicht mehr, wenn die Höhe des Richtwerts erreicht wurde. Diese Betrachtung zeigt, wie wenig sich die zur Anlagenauslegung geeigneten Richtwerte zur Kontrolle des Anlagenbetriebs verwenden lassen.

Die Unzulänglichkeiten bei der Bestimmung des Biogaspotenzials im Labor und die praktizierte unscharfe Rückwärtsbilanzierung zur Betriebskontrolle legen es nahe, einen stabilen Bezugswert am Eingang der Bilanzierung zu verwenden. Unlängst wurde von EFFENBERGER ET AL. (2014) die Möglichkeit der brennwertbasierten Bilanzierung von

Biogasanlagen als vorteilhaft, da physikalisch fundiert, herausgestellt (EFFENBERGER et al. 2014).

3.3.6 Brennwertbasierte Charakterisierung der Inputmaterialien

Ausschlaggebend für eine Energiebilanzierung eines Kraftwerksprozesses sind die zu- und abgeführten Energieströme. Auf der Inputseite werden bei Biogasanlagen organische Materialien eingesetzt, die analog zur konventionellen Kraftwerkstechnik als Brennstoffe aufgefasst werden können. Dabei stellt sich oftmals die Frage, ob der Heizwert oder der Brennwert die korrekte Bezugsgröße darstellt. Im Förderprogramm *Energetische Biomassenutzung* wurde unter Mitwirkung des Verfassers ein methodischer Rahmen zum Vergleich von Verbrennung, Vergasung und Vergärung von Biomasse bezüglich der Heiz- und Brennwerte aufgestellt (THRÄN & PFEIFFER 2013).

Tabelle 6 Vergleich zwischen Heiz- und Brennwert bei der Biogaserzeugung und –nutzung. Auszug aus dem Methodenhandbuch des Förderprogramms Energetische Biomassenutzung (THRÄN & PFEIFFER 2013).

	Beschreibung des Stoff- / Energiestroms	Stoffstrom- bilanzierung	Energiestrom- bilanzierung bei Bezug auf:		Abweichung zwischen Heiz- und Brennwert [%]
			Heizwert	Brennwert	
Input	50% Gülle ¹	50kg/h	-16,0kW	15,5kW	nb
	50% Maisilage ²	50kg/h	58,0kW	86,0kW	32,6%
Zwischenprodukt (trocken)	Biogas ³	12,3m ³ /h	64,4kW	71,4kW	11%
	Methan (53%)	6,5m ³ /h	-	-	-
Ungenutzter Brennwertanteil	-	-	-	7,0kW	-
Output	Elektrische Energie	-	19,4kW	19,4kW	0%
	Bei 80°C auskoppelbare Wärme	-	31,0kW	31,0kW	0%
Brutto- Anlagenwirkungsgrad	elektrisch	-	45,9%	19,0%	-58,6%
	thermisch	-	73,4%	30,5%	-58,6%
	gesamt	-	119,2% ⁴	49,5%	-58,6%
Bruttowirkungsgrad Wärme-Kraft- Maschine	elektrisch	-	30,0%	27,1%	-9,7%
	thermisch	-	48,0%	43,4%	-9,7%
	gesamt	-	78,0%	70,5%	-9,7%

1 Daten Rindergülle nach ANNAMALAI et al. (1987)

2 Daten Maissilage nach TOVAR-GÓMEZ et al. (1997)

3 Biogas, Richtwerte nach KEYMER (o.J.)

4 Rechnerischer Wirkungsgrad aufgrund der Addition der Inputleistungen

Da der Heizwert die Kondensationswärme nicht berücksichtigt, wird er in vielen technischen Anwendungen bevorzugt. Grundsätzlich ist aber eine Brennwertnutzung auch mit einem BHKW möglich, wenngleich die erhaltenen Temperaturniveaus eine technische Nutzung erschweren. Die genaue Angabe des Temperaturniveaus ist zudem nur bei definierter Biogaszusammensetzung möglich, bei Biomethan dürfte sie dem Erdgasniveau von rund 60°C entsprechen. Die Hauptaspekte des Brennwertbezugs werden nachfolgend aufgelistet:

- Der Brennwert ist identisch mit der Standardverbrennungsenthalpie $\Delta_v H^\circ$ und stellt damit eine Vergleichsmöglichkeit für jeden anderen thermodynamischen Prozess her.
- Durch die Berücksichtigung der Kondensationswärme wird die physikalische Obergrenze des Energiepotenzials markiert. Wirkungsgradangaben von mehr als 100 % sind damit thermodynamisch ausgeschlossen.
- Im internationalen Umfeld ist der Brennwert die gebräuchliche Größe.

Insbesondere bei der Biogaserzeugung werden Substrate eingesetzt, die Wassergehalte von bis zu 98 % aufweisen (zum Beispiel Schweinegülle, Klärschlamm oder industrielle Abwässer). Anders als bei thermochemischen Prozessen, hat die „Brennstofffeuchte“ jedoch keinen direkten Einfluss auf den Brennwert des Substrats. Würde die Feuchte berücksichtigt, erhält man für Gülle mit weniger als 18,9 % Trockensubstanzgehalt negative Heizwerte, was faktisch auf alle flüssigen tierischen Exkrememente zutrifft und eine Bilanzierung stark verzerren würde (vgl. auch Tabelle 6).

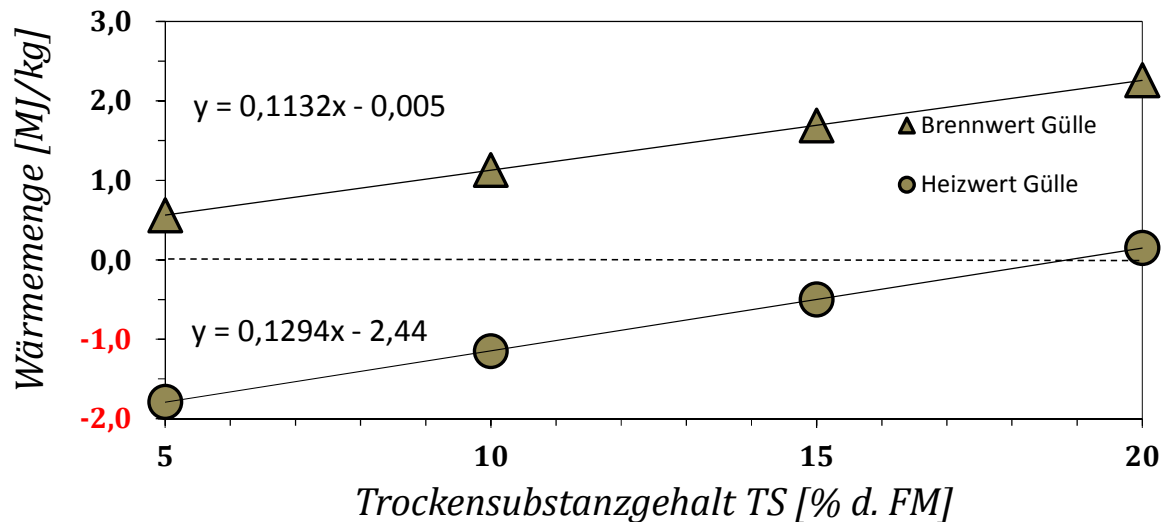


Abbildung 20 Beispiel für die Berechnung der Heiz- bzw. Brennwerte der Standardsubstrate Rindergülle und Maissilage in Abhängigkeit vom Trockensubstanzgehalt und unter Berücksichtigung des Wasseranteils der Frischmasse (THRÄN & PFEIFFER 2013).

Die Erhebung von Brennwertdaten im Rahmen dieser Arbeit erfolgte an landwirtschaftlichen Biogasanlagen der Region Westsachsen. Alle Anlagen werden mit Gülle und nachwachsenden Rohstoffen betrieben, die Hauptsubstrate stellen Gülle (vorwiegend Rindergülle) und Maissilage dar. Weitere Substrate wie Schweinegülle, Pferdemist, Siloabdeckmaterial und verschiedene Silagen wurden ebenfalls untersucht und in der Zusammenfassung der jeweiligen Stoffklasse berücksichtigt. Die Bestimmung erfolgte mittels Bombenkalorimetrie nach DIN EN 14918:2010-04.

Den Konversionspfad und die Bezüge der brennwertbezogenen Energieströme für Input (E_{sub}) und Output der Biogaserzeugung (E_{bg} & $E_{\text{gär}}$) stellt Abbildung 21 her. Sie verdeutlicht auch, dass für eine Bilanzierung des gesamten Erzeugungsprozesses nur an drei Stellen Mengenströme und Energiegehalte ermittelt werden müssen.

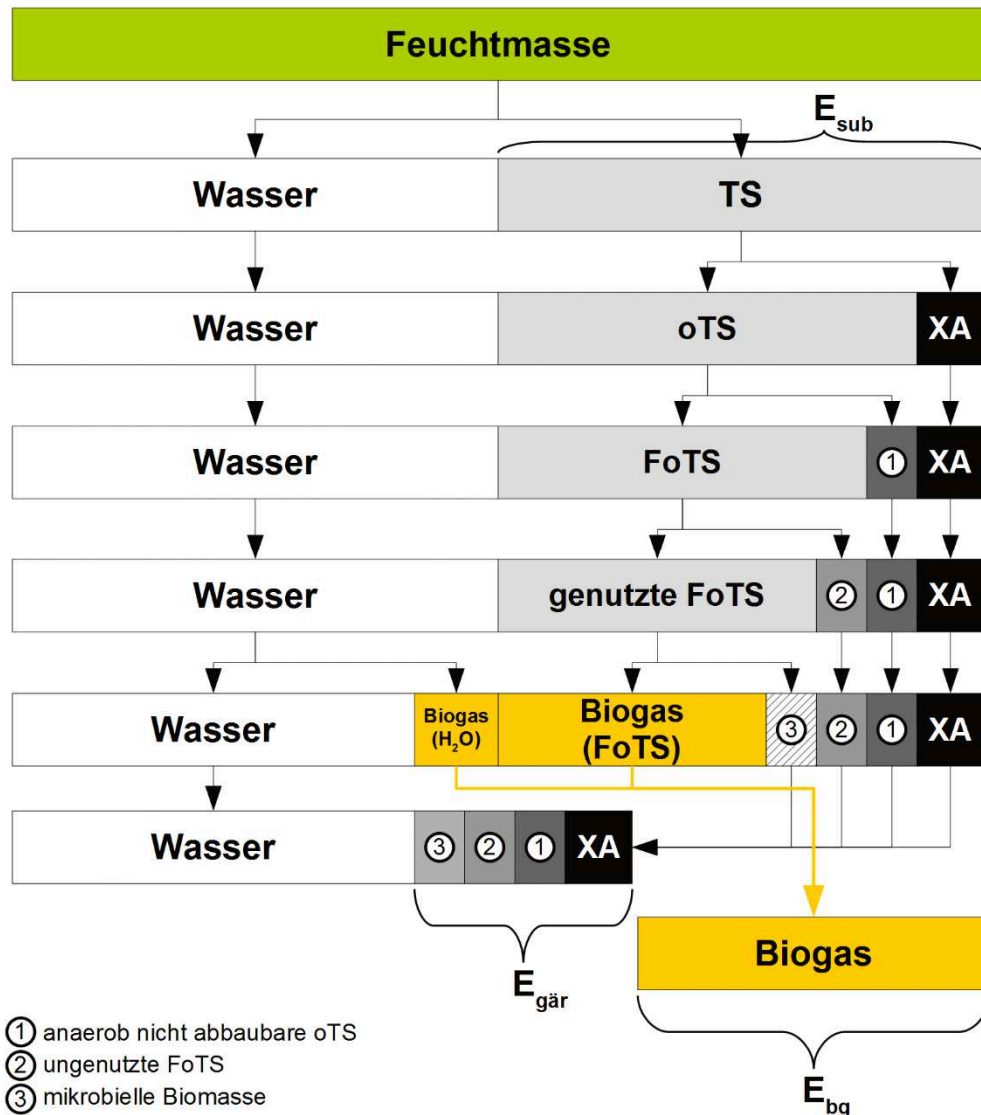


Abbildung 21 Schematische Aufteilung der Feuchtmasse in Stoffgruppen und Kennzeichnung des chemisch gebundenen Energiepotenzials, ohne Berücksichtigung von Wärmeverlusten bzw. Wärmetönung; Darstellung in Anlehnung an Weißbach (2009).

3.3.7 Berechnung von zusätzlichen Brennwertdaten aus Elementaranalysen

Für die Energiebilanzierung sind Brennwerte der Inputmaterialien erforderlich, die bis dato nur in geringem Umfang bekannt sind. Für einige Biogassubstrate stehen Literaturdaten zur elementaren Zusammensetzung aus den Biomassedatenbanken Phyllis 2 und BIOBIB zur Verfügung, die anhand eines empirisch bestimmten, nichtlinearen Modells eine Berechnung des Brennwertes ermöglichen (Energy research Centre of the Netherlands 2012; HOFBAUER 1997).

Das Modell stützt sich auf die Anteile für Kohlenstoff, Wasserstoff und Stickstoff der Trockensubstanz und stellt eine Kombination aus zwei erhaltenen Schätzgleichungen nach der Methode der kleinsten Quadrate dar. Sie ist geeignet, um den Brennwert von Biomassen mit einer Standardabweichung von 337 kJ/kg abzuschätzen, was gegenüber einem Messwert von 18.865 kJ/kg_{TS} einen geringen Fehler von 1,79 % bedeutet. (Friedl (2005))

$$HHV = 3.55C^2 - 232C - 2230H + 51.2C * H + 131N + 20,600$$

HHV Brennwert (MJ/kg_{oTS})

C Kohlenstoff

H Wasserstoff

N Stickstoff

(21)

Die Ergebnisse der Berechnungen nennen zunächst einen Brennwert für die Organik. Unter der Annahme, dass der Ascheanteil nicht zum Energiepotenzial der Substrate beträgt, kann der Brennwert zum Bezug auf die Trockensubstanz entsprechend korrigiert werden.

Zur Bildung von Richtwerten wurden ähnliche Substrate zusammengefasst und verfügbare Daten aus der Literatur ergänzt. Dabei werden die Substrate in die Stoffklassen Exkremente, Energiepflanzen und Gärsubstrate differenziert. Innerhalb der Stoffklassen können Einzelsubstrate wie zum Beispiel Maissilage selektiert und separat ausgewertet werden. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Kap. 5.1.2; S. 87 zusammengefasst.

3.4 Prozessenergiebedarf von Biogasanlagen

Zur Erzeugung von Biogas in landwirtschaftlichen Anlagen sind elektrische und thermische Energie aufzuwenden, die im Regelfall durch die Konversionsaggregate bereitgestellt werden müssen. Wirtschaftlich motivierte Modelle zur Volleinspeisung von Strom und

dem Fremdbezug günstiger Prozessenergie ändern an der Energiebilanz der Erzeugungsanlage nichts⁹. Ebenfalls eine wirtschaftlich getriebene Sonderstellung nehmen benachbarte Anlagen ein, bei denen die Abwärme der einen Anlage zur Beheizung der Fermenter der Anlage genutzt wird um den KWK-Bonus für eine scheinbar externe Wärmenutzung zu erhalten. Auch ändert sich die Bilanz des Prozessenergiebedarfs nicht durch die Herkunft der thermischen Energie. Nachfolgend wird daher immer von Standardanlagen ausgegangen, bei denen die Strom- und Wärmeabgabe nur in dem Maße erfolgen kann, wie es die internen Verbraucher zulassen. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind Leitungsverluste, deren Höhe im niedrigen einstelligen Prozentbereich liegen kann, sofern der Trafo nicht direkt am Standort der BGA installiert ist.

3.4.1 Stand des Wissens zum elektrischen und thermischen Eigenbedarf

Der Eigenstrombedarf einer Biogasanlage wird wesentlich durch die Baugruppen Dosierer, Fermenter, BHKW und weitere Verbraucher bestimmt. In den beiden groß angelegten Studien des Biogasmessprogramms wurden umfassende Daten über die Eigenenergiebedarfe ermittelt. Da im Biogasmessprogramm I teilweise Angaben zur thermischen Leistung fehlen und nicht von allen Anlagen Daten aus Wärmemengenummessungen vorlagen, konnten 26 von 59 Anlagen in die Auswertung einbezogen werden.

Tabelle 7 Überblick über die Eigenenergiebedarfe der im BMP 1 untersuchten Biogasanlagen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005)

Kennzahl		Minimum	Maximum	Durchschnitt
Substratspez. Strombedarf	$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{FM}}$	0,51	51	11,6
Eigenstromanteil	[%]	0,53	14	5,9
Substratspez. Wärmebedarf	$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{t}_{\text{FM}}$	39	145	66,2
Eigenwärmeanteil	[%]	2,2	79	46,5
Substratspez. Prozessenergiebedarf	$[\text{kWh}/\text{t}_{\text{FM}}]$	40	149	80

⁹ Das Modell des Fremdbezugs von Elektroenergie ist bisher in der Biogasbranche weit verbreitet, nach Erhebungen von Daniel-Gromke et al. (2014) trifft es für 70 % der 696 befragten Biogasanlagenbetreiber zu.

Der Eigenstromanteil der evaluierten Anlagen betrug im Biogasmessprogramm I zwischen 0,53 und 14,0 %, wobei nur mehrstufige Anlagen, wie sie heute üblich sind, Eigenstromanteil von mehr als 11,0 % aufweisen. Die Autoren der Studie stellen bei am Beispiel der Anlage mit dem geringsten Eigenstromanteil einen Zusammenhang mit den Rührwerkslaufzeiten her, die für die Anlage BMP02 mit nur 0,5 h/d angegeben wurden. Zwar können keine Angaben über die Mischgüte dieser Anlage erhalten werden, da das Substratspektrum dieser Anlage aus tierischen Exkrementen und Glycerin bestand, liegt nahe, dass die Homogenisierung vergleichsweise wenig Aufwand erforderte. Gleichfalls muss ein hoher substratspezifischer Strombedarf nicht zwingend einen sehr hohen Eigenstromanteil zur Folge haben, wie am Beispiel der Anlage BMP30 erläutert wird, die neben Silomais noch andere leicht abbaubare Stoffe wie Speisereste, Brot und Stärkeabfälle einsetzt. (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005)

Während das Biogasmessprogramm I auch landwirtschaftliche Anlagen zur Verwertung von unterschiedlichen Abfällen beinhaltet und die älteren Baujahre der Anlagen einen geringeren Ausführungsstandard nahelegen, sind die Messdaten des Biogasmessprogramm II – bei dem ausschließlich Anlagen zur Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen und Gülle betrachtet wurden – im Rahmen dieser Arbeit von höherer Aussagekraft.

Tabelle 8 Überblick über die Eigenenergiebedarfe der im BMP 2 untersuchten Biogasanlagen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009)

Kennzahl		Minimum	Maximum	Durchschnitt
Substratspez. Strombedarf	$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{FM}}$	7,4	47,3	26,3
Eigenstromanteil	[%]	5,0	20,6	7,9
Substratspez. Wärmebedarf	$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{t}_{\text{FM}}$	nb	nb	nb
Eigenwärmeanteil	[%]	5,5	21,5	11,5
Substratspez. Prozessenergiebedarf	$[\text{kWh}/\text{t}_{\text{FM}}]$			

Für den substratspezifischen Strombedarf stellen die Verfasser der Studie einen Zusammenhang zum Gülleanteil her. Demnach sinkt der Eigenstrombedarf mit steigenden Anteil an Gülle an und bestätigt damit die Beobachtungen des Biogasmessprogramms I. (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009)

Darüber hinaus kommen weitere Studien aus den Jahren 2006 bis 2013 zu ähnlichen Ergebnissen an einer jeweils kleineren bis mittleren Zahl von untersuchten Anlagen (2 bis

35 Anlagen) sowie im Rahmen einer Betreiberumfrage mit 696 ausgewerteten Datensätzen.

Tabelle 9 Überblick über weitere Studienergebnisse zum Eigenenergiebedarf von Biogasanlagen (DACHS & REHM 2006; BESGEN et al. 2007; FREY et al. 2013; DANIEL-GROMKE et al. 2014; EFFENBERGER et al. 2009)

Quelle		Minimum	Maximum	Durchschnitt
DACHS & REHM (2008)				
Eigenstromanteil	[%]	3,5	17,5	8,2
BESGEN ET AL. (2007)				
Eigenstromanteil	[%]	1,9	5,2	k.A.
Eigenwärmeanteil	[%]	19,0	35,9	k.A.
DANIEL GROMKE ET AL. (2014)				
Eigenstromanteil	[%]	7,3	14,1	7,6
Eigenwärmeanteil	[%]	16,9	57,0	25,6
FREY ET AL. (2013)				
Substratspez. Strombedarf	kWh _{el} /t _{FM}	25,6	47,7	-
Eigenstromanteil	[%]	7,9	9,3	-
EFFENBERGER ET AL. (2009)				
Substratspez. Strombedarf	kWh _{el} /t _{FM}	16,4	57,0	30,9
Eigenstromanteil	[%]	4,6	17,4	8,7
Substratspez. Wärmebedarf	kWh _{th} /t _{FM}	8,3	65,7(114)	57,1
Eigenwärmeanteil	[%]	3,0	24,5	14,7

* Befragungsergebnisse von Anlagenbetreibern; Angaben als Mittelwerte aus aufsteigenden Anlagengrößeklassen

Der Eigenstromanteil der in den Studien untersuchten Anlagen liegt zwischen 1,9 - 14,1 % bei einem Durchschnitt von 7,6 - 8,7 %. Dabei wird festgestellt, dass besonders hohe Bedarfe auf eine schlechte Ausbeute zurückzuführen sind und dass nur etwa 10 % der untersuchten Anlagen Eigenstrombedarfe von mehr als 10 % aufweisen (DACHS & REHM 2006). Die Studie mit der größten Grundgesamtheit von 696 ausgewerteten Anlagen differenziert darüber hinaus den Eigenenergiebedarf nach Größenklassen, hier sind für Wärme und Strom sinkende Eigenanteile zu beobachten. Einen Eigenstrombedarf von mehr als 8,2 % weisen dabei nur Anlagen in der Klasse bis 70 kW_{el} auf. Der Eigenwärmeanteil zeigt die gleiche Tendenz, hier weisen Kleinanlagen im Mittel einen Wert von 57 % auf, während Großanlagen mit mehr als 1.000 kW_{el} mit 16,9 % deutlich unter dem Gesamtdurchschnitt von 25,6 % bleiben. Der größte Teil der ausgewerteten Datensätze weist Leistungen von 150 – 500 kW_{el} auf, hier beträgt der mittlere Eigenwärmeanteil 25,0 %. (DANIEL-GROMKE et al. 2014) Die Standardabweichung des Eigenwärmeanteils ist mit 17,9 % über alle Anlagen relativ hoch, was durch die unterschiedlichen Substratkonzepete, die verschiedenen Gärtemperaturen und die

verschiedenen Bauformen von Fermentern und deren Ausstattungen erklärt werden kann. Die Einflussfaktoren auf die Wärmebilanz eines Fermenters wurden von LINDORFER (2007) zusammengefasst.

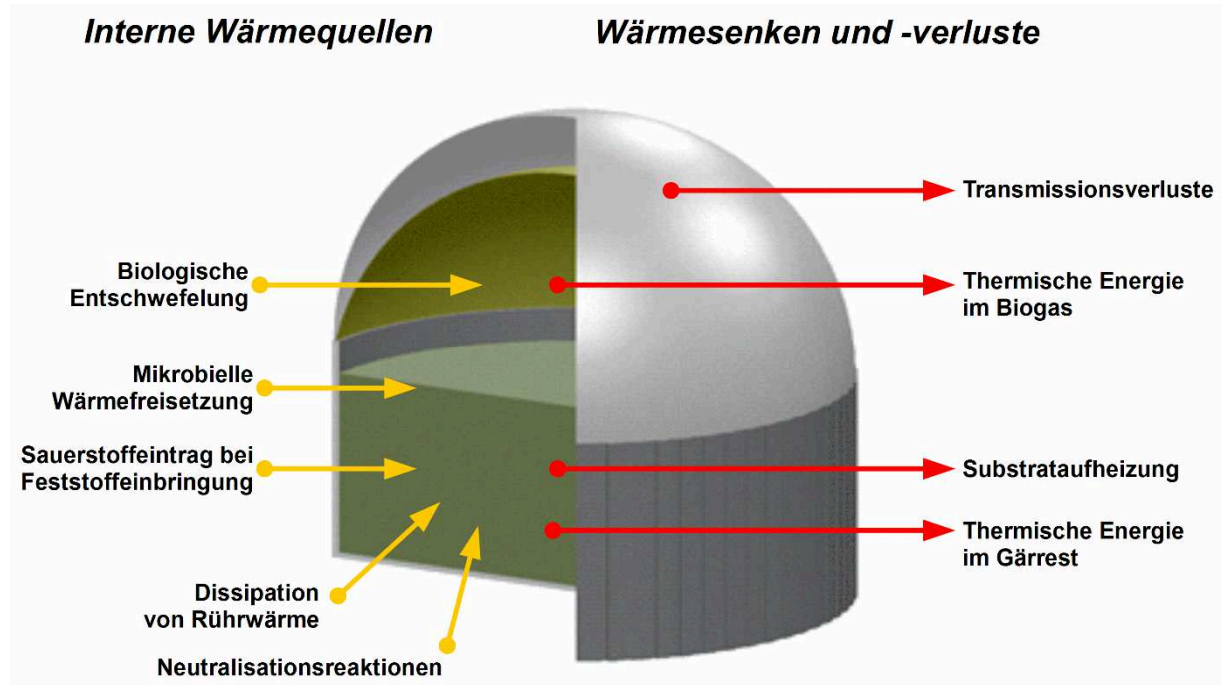


Abbildung 22 Wärmequellen und –senken als Einflussfaktoren auf die Wärmebilanz eines Fermenters; Darstellung nach LINDORFER (2007).

3.4.2 Bilanzierung der Eigenenergiebedarfe

Die Faktoren zur Beschreibung der Eigenwärmeanteile können mit der folgenden Gleichung ausgedrückt werden.

$$\sum \dot{Q}_{th,eigen} = \dot{Q}_{th,trans} + \dot{Q}_{th,str} + \dot{Q}_{th,heiz} + \dot{Q}_{th,loss} - \dot{Q}_{th,selbst}$$

Erläuterung der Indizes am Wärmestrom \dot{Q}

th,eigen	Eigenwärme
th,trans	Transmissionsverluste
th,str	Strahlungsverluste
th,heiz	Substrataufheizung
th,loss	Systemverluste
th,selbst	Mikrobielle Wärmefreisetzung

(22)

Die Faktoren zur Beschreibung der Eigenstromanteile können analog mit der folgenden Gleichung ausgedrückt werden.

$$\sum W_{el,eigen} = W_{el,ein} + W_{el,rühr} + W_{el,konv} + W_{el,sonst}$$

Erläuterung der Indizes für die elektrische Arbeit W

el,eigen	Eigenstrom
el,ein	Einbringtechnik
el,rühr	Rührwerke
el,konv	Konversionsaggregate
el,sonst	sonstige Verbraucher

(23)

Zusammenfassend kann auf Basis der vorhandenen Daten für eine mittlere Anlage zur Vergärung von Maissilage und Gülle mit 500 kW_{el} ein Eigenstrombedarf von 8 % und ein Eigenwärmebedarf von 20 % als Richtwert angenommen werden, sofern entsprechende Auslastungen von 7.500 h/a realisiert werden und keine wesentlichen Defizite bei der Erzielung der Gasausbeuten vorliegen. Die Wärmebedarfe können bei sinkender Anlagenleistung und steigendem Gülleanteil für Kleinanlagen etwa 55 % annehmen.

Die wachsende Zahl der Biomethananlagen in Deutschland, die tendenziell zu den Großanlagen mit einer Äquivalentleistung von mehr als 1.000 kW_{el} gezählt werden können, ist bisher noch nicht eingehend hinsichtlich der Auswirkungen der Aufbereitungsstufe auf die Energieflüsse der gesamten Anlage untersucht worden. Oftmals weisen diese Anlagen sowohl eine Aufbereitung- als auch eine klassische Konversion auf, die zur Sicherstellung der thermischen Eigenbedarfe dient. Die verfahrensabhängigen Energiebedarfe der verschiedenen Technologien reichen von 0,05 bis 0,33 kWh_{el}/m³_{BG}. Nennenswerte Wärmebedarfe treten nur bei den absorptiven Verfahren auf, sind jedoch aufgrund der erforderlichen Prozesstemperaturen zur Desorption bei der chemisch-absorptiven Aminwäsche ein wesentlicher Faktor für die Auslegung der Anlage. Insbesondere bei Substratkzepten mit geringen Trockensubstanzanteilen wird der Wärmebedarf von Produktion und Konversion zusammengekommen die limitierende Größe sein. Für eine energetische Bilanzierung

ebenfalls beachtenswert sind die Unterschiede beim Methanschluß. Ob dabei die sehr geringen Verluste der Aminwäsche den Nachteil des hohen Wärmebedarfs kompensieren können, lässt sich mangels belastbarer Vergleichsdaten ähnlicher Anlagen bis dato nicht klären.

Tabelle 10 Prozessenergie- und Hilfsstoffbedarf verschiedener Aufbereitungsverfahren zu Biomethan (GRAF & BAJOHR 2011; KLINKERT et al. 2010; BEIL et al. 2012).

	DWA	DWW	Phys. Absorption	Chem. Absorption	Membran
Strombedarf [kWh/m ³ _{BG}]	0,20-0,25	0,20-0,30	0,23-0,33	0,06-0,15	0,18-0,25
Wärmebedarf [kWh/m ³ _{BG}]	0	0	0,11	0,6	0
Prozesstemperatur [°C]	-	-	55-88	110-160	-
Prozessdruck [bar]	4-7	5-10	4-7	0,1-4,0	5-10
Methangehalt [%]	<99	<99	<98	95	80-90
Methanverlust [%]	1-5	0,5-2,0	1-4	0,1	2-8
Abgasnachbehandlung	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja
Feinentschwefelung	Ja	Nein	Nein	Ja	Empfohlen
Wasserbedarf	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Chemikalienbedarf	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein

DWA - Druckwechselabsorption

DWW - Druckwasserwäsche

4 Methodisches Vorgehen - Analyse von Energieflüssen

4.1 Entwicklung eines Bilanzierungsansatzes

4.1.1 Anforderungen

Die Evaluation von Betriebsdaten im Biogasmessprogramm II ermöglicht die Auswertung der Anlagen, wie von EFFENBERGER et al. (2009) vorgeschlagen. Insgesamt wurden dabei 61 Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von 46 bis 2.128 kW bei Gesamtfermentationsvolumina von 680 bis 8.900 m³ ausgewertet. Die faulraumspezifische elektrische Nennleistung variiert von 0,056 bis 0,853 kW_{el}/m³, die Arbeitsausnutzung zwischen 32,9 und 98,2 %. Die Angaben stellen die gesamte Schwankungsbreite der untersuchten Anlagen dar, 85,2 % der Anlagen bewegen sie sich dabei unterhalb des Richtwerts für die Faulraumbelastung. Das Benchmark für die Arbeitsausnutzung wird von 34,4 % der Anlagen erreicht. Unterschiede hinsichtlich der Arbeitsausnutzung treten beim Vergleich von Trocken- und Nassfermentationsanlagen auf. Die Trockenfermentationsanlagen erreichen das Benchmark für die Arbeitsausnutzung von 8.000 h/a mehrheitlich nicht. Der Medianwert für die Arbeitsausnutzung aller betrachteten Anlagen liegt bei 87,2 % beziehungsweise 7.638 h/a.

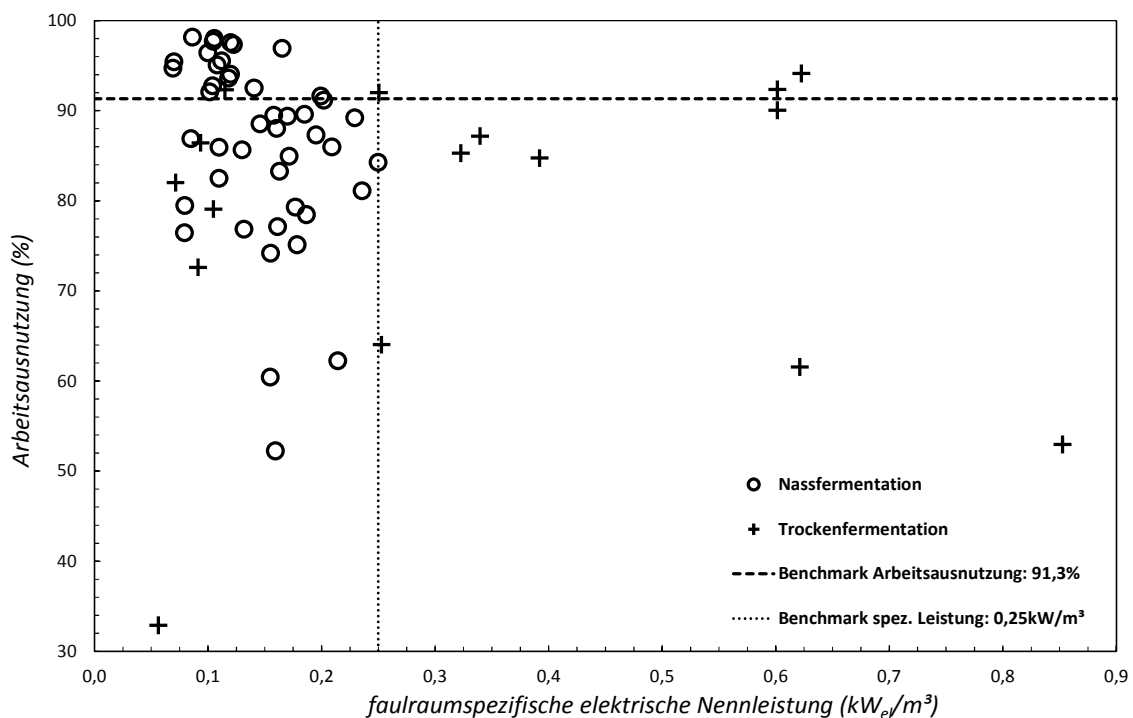


Abbildung 23 Verfahrenstechnische Bewertung von Biogasanlagen des Biogasmessprogramms II nach Effenberger (2013). Siehe auch BMP II, Seite 156, Abbildung 7-5.

Die grafische Darstellung legt den Schluss nahe, dass ein kausaler Zusammenhang zwischen der spezifischen Anlagenleistung und der Arbeitsausnutzung nicht zwingend gegeben ist.

Die Verwendung einer spezifischen Leistung zur verfahrenstechnischen Bewertung ist mit Unsicherheiten behaftet, da das Gärvolumen exakt zu bestimmen und im Betriebszeitraum konstant zu halten ist. Für Nachgärbehälter die mit saisonal schwankenden Füllständen betrieben werden, weicht die auf das genutzte Volumen bezogene spezifische Leistung periodisch (nach Gärrestentnahme) demnach deutlich vom Planwert ab. Die Verwendung der Volllaststunden zur Angabe der Arbeitsausnutzung bildet zwar die Bruttoproduktion der Anlage korrekt ab, eine Verbesserung der Nutzenergiebereitstellung durch Reduktion des Eigenenergiebedarfs kann nicht dargestellt werden. Der Substratbedarf wird an keiner Stelle berücksichtigt, ein Bezug vom Input zum Output ist daher bei der Darstellung nach Effenberger (2009) nicht herstellbar. Es daher denkbar, dass zwei in ihren Grundzügen baugleiche Anlagen mit

identischen Werten für die Arbeitsausnutzung eine deutlich verschiedene Effizienz aufweisen, die nicht mit obiger Bewertung dargestellt werden kann.

Gestützt wird diese Annahme durch eine Darstellung der Betriebsergebnisse von Biogasanlagen vor und nach technischen Umbaumaßnahmen (Repoweringmaßnahmen), die von Effenberger (2013) vorgestellt wurde.

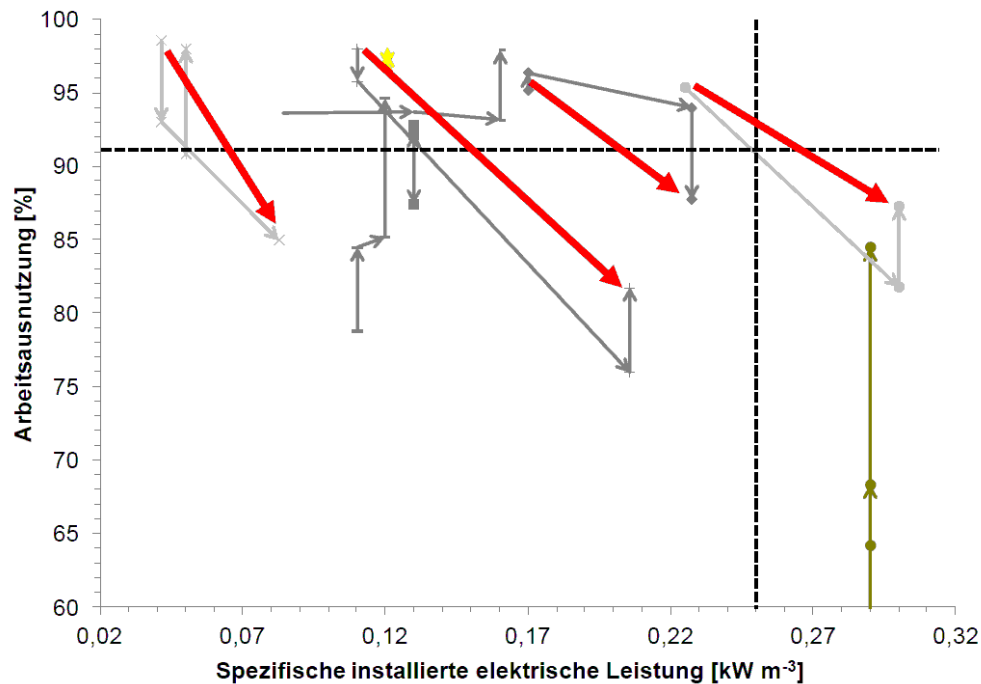


Abbildung 24 Änderung der Arbeitsausnutzung an landwirtschaftlichen Biogasanlagen infolge von Repoweringmaßnahmen (EFFENBERGER 2013).

Die mit einem roten Pfeil markierten Daten zeigen, dass die jeweilige Anlage nach einer Erhöhung der spezifischen installierten elektrischen Leistung eine Verschlechterung der Arbeitsausnutzung in Kauf nehmen musste. Da Abszisse und Ordinate in diesem System jedoch ohne mathematischen Bezug zueinander stehen, sind qualitative Aussagen zur Entwicklung der Werte, sowie von verschiedenen Anlagen zueinander nicht möglich.

Um substratbezogene Maßnahmen in einer Bewertung sichtbar machen zu können, soll im folgenden Abschnitt eine technische Definition von Kennzahlen zur Bewertung des Anlagenbetriebs erfolgen. Dazu bietet es sich an, das von Effenberger vorgeschlagene Diagramm so zu modifizieren, dass Input und Output einer Biogasanlage in einen Bezug zu einander gesetzt werden.

4.1.2 Struktur

In der Energietechnik werden Wirkungsgrade als beschreibende Maßzahl für die Effizienz definiert (Verein Deutscher Ingenieure 2014). Als Zielenergien einer konventionellen Biogasanlage sind die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte elektrische und die thermische Arbeit zu nennen. Als Aufwendung wird die im Substrat gebundene chemische Energie betrachtet, die vereinfachend als kontinuierlicher Energiestrom angenommen wird und somit die Angabe der Substrateistung P_{sub} bezeichnet (FISCHER et al. 2015b). Die Substrateistung ist demnach das Produkt aus Substratmassenstrom \dot{m} und dem substratspezifischen Brennwert H_s . Hierbei werden auch Hilfsstoffe der Biogasproduktion wie Rapsöl, Heizöl EL oder Biodiesel berücksichtigt. In diesem Sinne können Substrate und Hilfsstoffe als Primärenergieträger angesehen und entsprechend als Brennstoff bezeichnet werden. Der mittlere Gesamtwirkungsgrad wird als mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad $\bar{\omega}$ bezeichnet, welcher als „Quotient aus allen in einem bestimmten Zeitraum nutzbar abgegebenen Energien und der gesamten zugeführten Energie“ definiert ist (Verein Deutscher Ingenieure 2014), siehe Gleichung (24). Als *nutzbar abgegeben* wird nur der Anteil der Energie angesehen, der tatsächlich in das Strom- und Wärmenetz eingespeist wird. Diese Betrachtungsweise weicht von der üblichen Sicht ab, welche die Nettoenergien ohne Berücksichtigung von Eigenbedarf und Grad der Wärmenutzung zur Grundlage nimmt. Der betrachtete Zeitraum schließt alle Pausen-, Stillstands-, Leerlauf-, Anfahr- und Abfahrzeiten mit ein. Als einheitlicher Bezugszeitraum wird nicht die Lebensdauer der Anlage, sondern ein Betriebsjahr verwendet. Mit dieser Kenngröße ist die Effizienz der Energieumwandlung in der Gesamtanlage bewertbar.

$$\bar{\omega} = \frac{W_{el,netto} + Q_{nutz}}{\sum m_i * H_{S,i}}$$

$\bar{\omega}$ mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad [-]

$W_{el,netto}$ Nettostrommenge [kWh]

Q_{Nutz} Nettowärmemenge (genutzte Wärmemenge) [kWh]

m_i Substratmenge [t_{TS}]

$H_{S,i}$ spezifischer Brennwert [kWh/ t_{TS}]

Die von Effenberger verwendete Arbeitsausnutzung steht dabei für den technischen Output, die Inputseite ist so zu modifizieren, dass ein mathematischer Bezug der beiden Werte hergestellt werden kann. Möglich wird dies durch Anwendung einer dimensionslosen Zahl, die ein Input-Output-Verhältnis charakterisiert. Die Erläuterung der Kennzahlen erfolgt auf den nächsten Seiten.

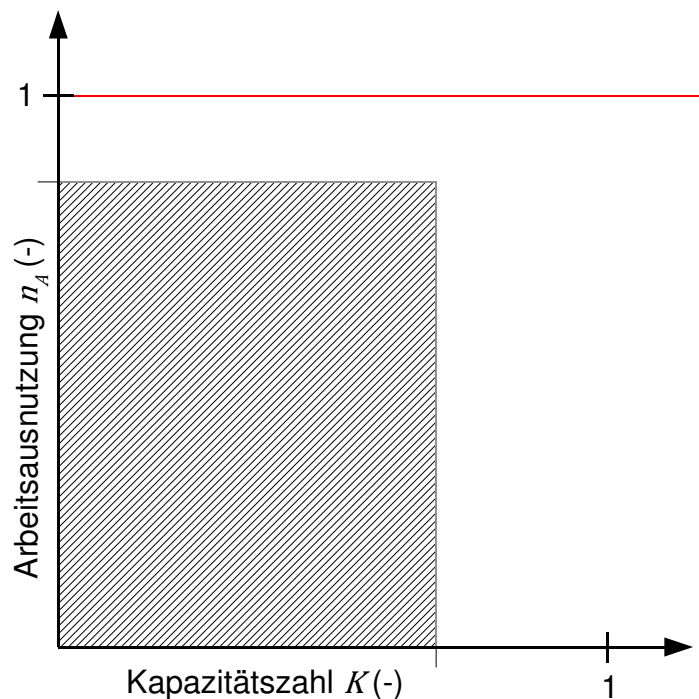


Abbildung 25 Bestimmung des Brennstoffausnutzungsgrades auf Basis der Kapazitätzahl K und der Arbeitsausnutzung n_A . Das Produkt der beiden Zahlen bildet die Fläche im Diagramm und gibt den Brennstoffausnutzungsgrad $\bar{\omega}$ an.

Zur Analyse der energetischen Effizienz im Biogasanlagenbetrieb wird der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad für den Biogasanlagenbetrieb weiter differenziert.

4.1.3 Kapazitätzahl

Zunächst wird die Kapazitätzahl K eingeführt (25). Sie wird als Verhältniskennzahl zwischen der Nenn- und der Substrateistung der Inputmaterialien angegeben und ist dimensionslos.

$$K = \frac{P_N + \dot{Q}_N}{\sum \dot{m}_i * H_{S,i}}$$

K	Kapazitätzahl [-]
P_N	elektrische Nennleistung [kW]
\dot{Q}_N	thermische Nennleistung [kW]
\dot{m}_i	Massenstrom eines Inputstoffs [t_{TS}/h]
$H_{S,i}$	spezifischer Brennwert eines Inputstoffs [kWh/ t_{TS}]

(25)

4.1.4 Arbeitsausnutzung

Die zweite Kennzahl ist die Arbeitsausnutzung, welche das Verhältnis der erreichten Strom- und Wärmeproduktion zur maximal möglichen Energieauskopplung beschreibt. Während die VDI 4661 die Bruttoenergien zur Berechnung heranzieht, stellt die Arbeitsausnutzung im hier entwickelten Bewertungsansatz das Verhältnis aus tatsächlich zur externen Nutzung abgegebenen Energiemengen zu den theoretisch produzierbaren Zielenergiemengen in einem wählbaren Zeitraum T_N dar. Damit werden nicht nur Teillast- und Stillstandzeiten, sondern auch die im Biogasanlagenbetrieb wichtigen Faktoren Eigenenergiebedarf und externe Wärmenutzung berücksichtigt. Somit kann die Arbeitsausnutzung in dieser Betrachtung mit Hilfe der Formel (26) berechnet werden.

$$n_A = \frac{W_{el,netto} + Q_{nutz}}{(P_N + \dot{Q}_N) * T_N}$$

n_A	Arbeitsausnutzung [-]
$W_{el,netto}$	Nettostrom [kWh]
Q_{Nutz}	Nettowärme (genutzte Wärme) [kWh]
P_N	elektrische Nennleistung [kW]
\dot{Q}_N	thermische Nennleistung [kW]
T_N	Nennzeit (Kalenderzeit) [a]

(26)

4.1.5 Brennstoffausnutzungsgrad

Aus dem Produkt von Kapazitätzahl und Arbeitsausnutzung ergibt sich wiederum der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad (27).

$$\bar{\omega} = K * n_A$$

$\bar{\omega}$ mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad [-]

n_A Arbeitsausnutzung [-]

K Kapazitätzahl [-]

(27)

Die beschriebene Methodik ermöglicht eine grafische Darstellung der Effizienz. Der Anlagenstatus lässt sich in eine Graphik eintragen, wobei die über dem Koordinatenursprung aufgespannte Fläche den mittleren Brennstoffausnutzungsgrad markiert. Ein Wert von $\bar{\omega}_1 = 1$ kann nicht überschritten werden, so dass bei Kapazitätzahlen größer 1 die Arbeitsausnutzung den antiproportionalen Wert annimmt.

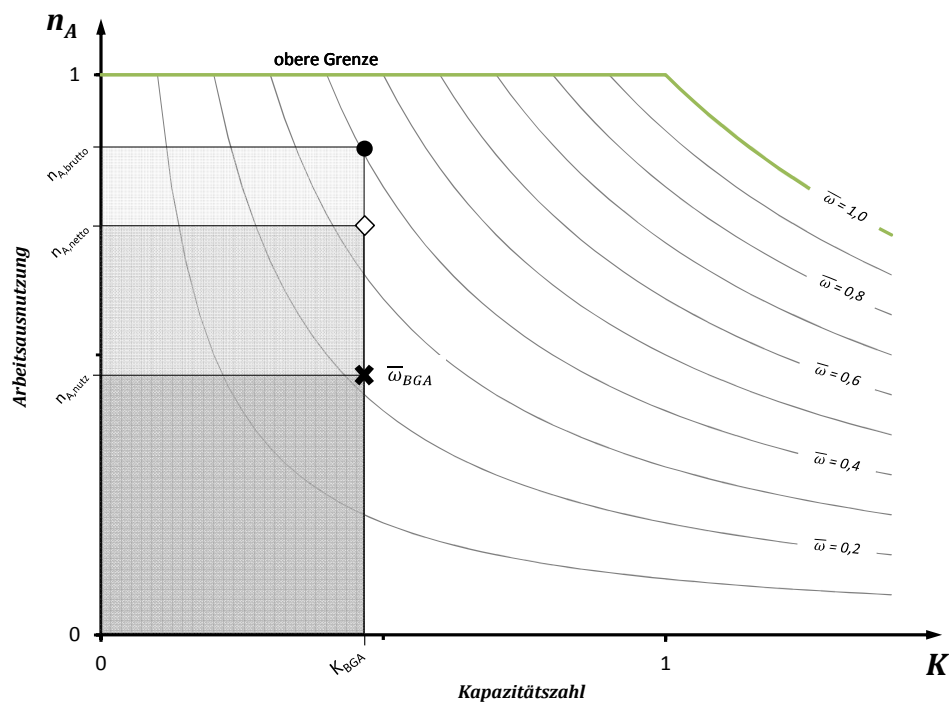


Abbildung 26 Schematische Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades sowie der Netto- und Bruttoenergieausbeute

Die oben stehende Abbildung fasst die Strom- und Wärmemengen zusammen, sie können folgendermaßen aufgeteilt werden:

- a) In die mittlere Wärmeausbeute, als Quotient der Nutzwärmestroms und des zugeführten Brennstoffenthalpiestroms.

$$\bar{\alpha} = \frac{\dot{Q}_{nutz}}{\sum \dot{m}_i * H_{s,i}} \quad (28)$$

sowie

- b) in die mittlere Stromausbeute, als Quotient der elektrischen Nettoleistung und des zugeführten Brennstoffenthalpiestroms.

$$\bar{\beta} = \frac{P_{el,netto}}{\sum \dot{m}_i * H_{s,i}} \quad (29)$$

Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad ergibt sich aus der Summe von Wärme- und Stromausbeute.

$$\bar{\omega} = \frac{\dot{Q} + P_n}{\dot{m} * H_s} = \bar{\alpha} + \bar{\beta} \quad (30)$$

Die Strom- und Wärmeausbeute können als weitere Faktoren in die grafische Darstellung eingefügt werden.

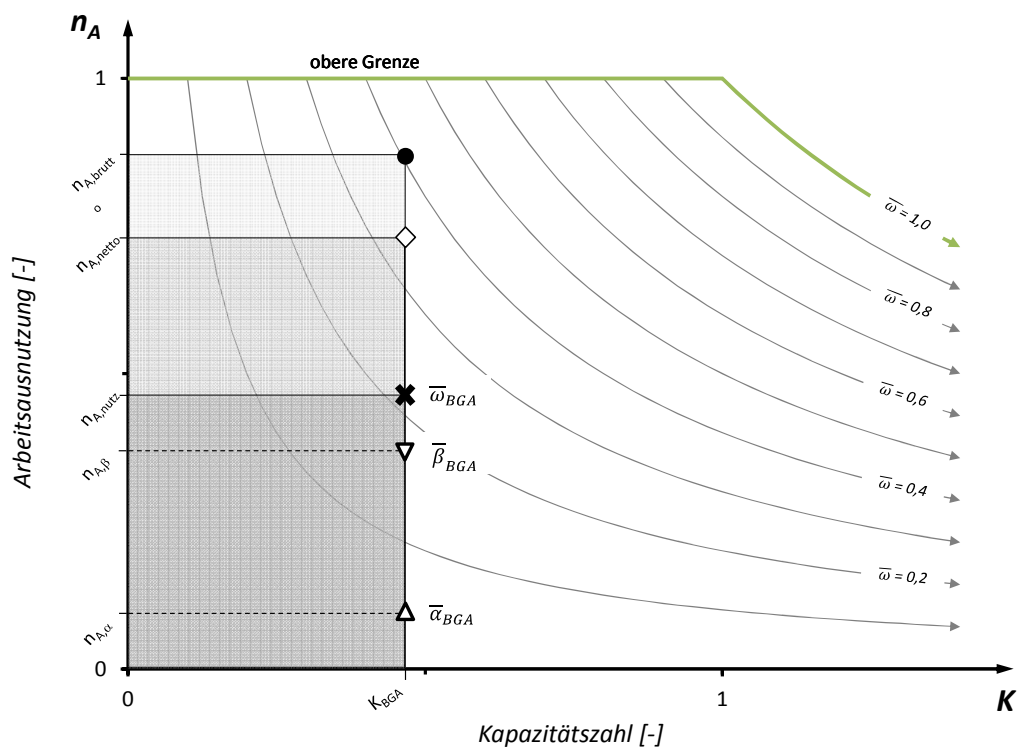


Abbildung 27 Schematische Darstellung des Brennstoffausnutzungsgrades, der Netto- und Bruttoenergieausbeute, sowie der Strom- und Wärmeausbeute.

Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad wird umso dichter an der Bruttoenergieausbeute liegen, desto geringer die Eigenenergiebedarfe sind und desto höher der Grad der Wärmenutzung ausfällt. Bei unterschiedlicher Kapazitätzahl und Arbeitsausnutzung ist eine Betrachtung der Fläche hilfreich. Eine größere Fläche steht dabei für einen höheren mittleren Brennstoffausnutzungsgrad.

In der folgenden Abbildung ist demnach $\bar{\omega}_1 < \bar{\omega}_2 = \bar{\omega}_3$.

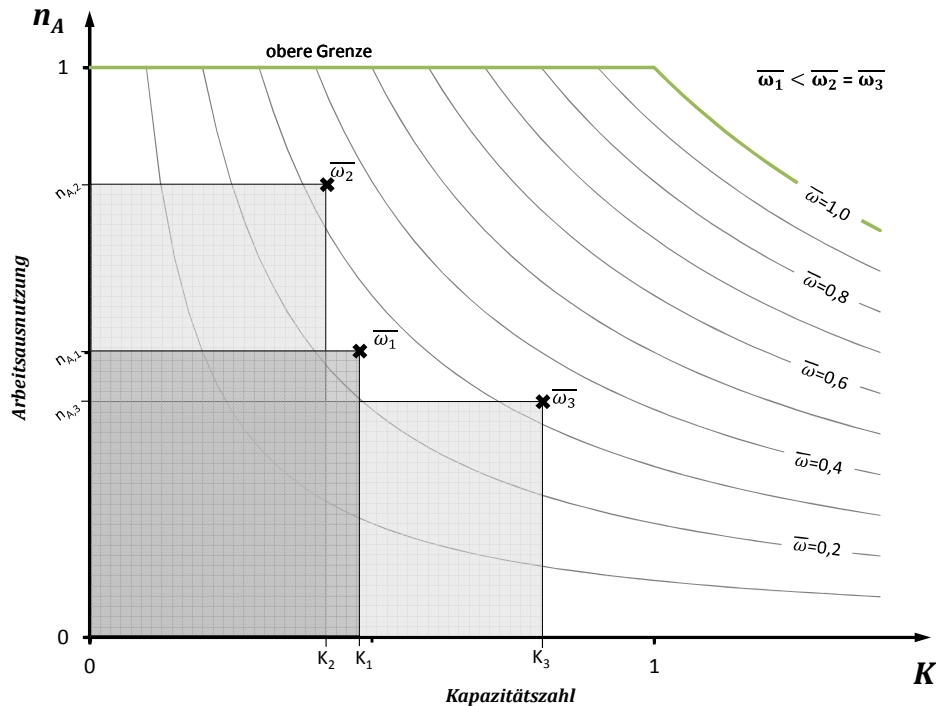


Abbildung 28 Schematische Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades bei unterschiedlicher Kapazitätzahl und Arbeitsausnutzung.

Eine Erhöhung der Kapazitätzahl kann zum Beispiel durch Einsparungen bei den Substraten oder infolge einer Erhöhung der BHKW-Leistung zustande kommen. In der Praxis bestimmt die Arbeitsausnutzung die Änderung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades maßgeblich. Sie kann zum Beispiel durch die Erhöhung der Verfügbarkeit der Anlage, vor allem aber durch eine höhere Abwärmenutzung gesteigert werden.

4.2 Detaillierte Analyse von Energieflüssen

4.2.1 Voraussetzungen an Praxisanlagen

Anhand vergleichender Untersuchungen an drei landwirtschaftlichen Biogasanlagen, wird eine Bewertung zum energetischen Nutzungsgrad der Inputströme vorgenommen. Dazu wird der Ansatz der brennwertbasierten Bilanzierung angewendet, der abweichend von der üblichen Vorgehensweise nicht das Biogasbildungspotenzial als Bezugsgröße verwendet, sondern die Standardverbrennungsenthalpie berücksichtigt. Dieser Ansatz bietet den Vorzug, dass er Enthalpiebilanzen – wie in der Reaktionstechnik üblich – ermöglicht und gleichermaßen für die Kraftwerkstechnik anwendbar ist. Negative Werte, die bei heizwertbasierten Berechnung als problematisch erkannt wurden, sind somit ausgeschlossen (HAVUKAINEN et al. 2014). Bei der Bilanzierung der Konversionsaggregate – im Regelfall sind dies Blockheizkraftwerke – werden Herstellerangaben häufig mit Heizwertbezug angegeben. BHKW könnten auch den Brennwertanteil nutzen, eine Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades wäre die Folge (SUTTOR 2006). Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus dieser Abwärmeanteile ist eine Nutzung unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten jedoch von geringem Wert.

Zur Durchführung der Bilanzierung wurden Betriebsdaten der Biogasanlagen, Messungen und Berechnungen vorgenommen, die nachfolgend beschrieben sind. Die Erhebung von Daten fußt primär auf den im Betriebstagebuch dokumentierten Werten für die Einsatzstoffmengen und –qualitäten, den Betriebstemperaturen der Fermenter, den eingespeisten Strom- und Wärmemengen sowie Zählerständen für die Eigenverbräuche. Die Trockensubstanzgehalte der Substrate wurden erfasst, da sie für die Berechnung der Energiepotenziale und die Substrataufheizung für die Wärmebilanz erforderlich waren. Ferner wurden baulich-technische Unterlagen erforderlich, um die Wärmekennwerte der Fermenter, Leistung und Wirkungsgrade der Konversionsaggregate und Leistungsaufnahme aller Nebenaggregate zu berücksichtigen.

Die durchgeführten Messungen umfassen die Bestimmung von Restgaspotenzialen gemäß VDI 4630 und die Bestimmung der Brennwerte nach DIN 51900. Dafür wurden von jeder Anlage Proben aller Inputmaterialien gesammelt und eine Substratmischung

hergestellt, die dem durchschnittlichen Einsatz der Inputstoffe über ein Betriebsjahr entspricht. Die Gärreste wurden aus dem Gärrestlager bzw. aus dem Ablauf der letzten Fermentationsstufe entnommen. Die Proben wurden getrocknet und mittels Bombenkalorimetrie (IKA C4000) vermessen. Alle Anlagen wurden mittels Infrarot-Wärmebildkamera untersucht, um größere Wärmeleckagen in der Dämmung der Behälter ausschließen zu können. Die Berechnung der Energieflüsse erfolgte unter Verwendung des im Kapitel 4.2.2 beschriebenen Gleichungssatzes.

Für die Untersuchungen standen vier Biogasanlagen in Westsachsen zur Verfügung. Die BGA 1 ist an einen Milchviehbetrieb mit ca. 1 200 GV angeschlossen. Es werden daher Rindergülle und anfallende Futterreste (vorwiegend Maissilage und Grassilage) mit einem Gesamtvolumen von bis zu 120 m³/d in einem einstufigen Fermenter vergoren. Die installierte elektrische Leistung der Anlage beträgt 360 kW. Die BGA 2 und die BGA 3 setzen ebenso Rindergülle und Mais- sowie Grassilage aus der Milchviehhaltung ein, allerdings ist der Anteil der Gülle mit 48, 58 und 68 % deutlich geringer als in der BGA 1 (ca. 90 %). Die Biogaserzeugung besteht bei den BGA 2, BGA 3 und BGA 4 jeweils aus drei in Reihe geschalteten Behältern, die alle technisch gasdicht abgedeckt und an die Verwertungseinrichtung angeschlossen sind. Die ersten beiden Behälter werden beheizt, der dritte Behälter dient als Kombispeicher. Die installierte elektrische Leistung der Anlagen beträgt 530, 537 und 550 kW, wobei die BGA 3 und BGA 4 ihre Leistung auf zwei Konversionsaggregate (kleineres Zündstrahl-BHKW und größeres Gas-Otto-BHKW) aufteilt, während bei der BGA 2 ein Gas-Otto-BHKW installiert ist. Der technische Aufbau der BGA 2, 3 und 4 ist ansonsten weitgehend identisch, alle Anlagen unterscheiden sich wesentlich in Bezug auf den Grad der Wärmenutzung.

4.2.2 Bilanzgleichungen

Die Inputseite wird durch das chemisch gebundene Energiepotenzial (31) und die thermische Energie im Substrat (32) charakterisiert. Die Berechnung geht dabei von 0°C als Bezugstemperatur aus.

$$E_{sub} = H_S * m_{sub,FM} * TS_{sub}$$

E_{sub} chemisch gebundenes Energiepotenzial im Substrat
 H_S spezifischer Brennwert
 $m_{sub,FM}$ Feuchtmasse des eingesetzten Substrats
 TS_{sub} Trockensubstanzgehalt

(31)

$$E_{th,sub} = m_{sub,FM} * c_{p,sub} * (T_{ferm} - 273)$$

$E_{th,sub}$ thermische Energie im Substrat
 $m_{sub,FM}$ Feuchtmasse des eingesetzten Substrats
 $c_{p,sub}$ Wärmekapazität des Substrats
 T_{ferm} Fermentationstemperatur

(32)

Der stoffliche Output wird durch den Gärrest bestimmt. Zunächst muss dazu die Menge an Gärrest rechnerisch geschätzt werden, sofern diese nicht anhand von betrieblichen Aufzeichnungen nachvollziehbar und plausibel ist (33).

$$m_{gär,FM} = \frac{m_{sub,FM} * TS_{sub} * XA_{sub}}{TS_{gär} * XA_{gär}}$$

$m_{gär,FM}$ Feuchtmasse des Gärrests
 $m_{sub,FM}$ Feuchtmasse des eingesetzten Substrats
 TS_{sub} Trockensubstanzgehalt
 XA_{sub} Aschegehalt des Substrats
 $TS_{gär}$ Trockensubstanzgehalt des Gärrests
 $XA_{gär}$ Aschegehalt des Gärrests

(33)

Darauf aufbauend kann das chemische Energiepotenzial (34) und die thermische Energie im Gärrest (35) berechnet werden.

$$E_{gär} = H_S * m_{gär,FM} * TS_{gär}$$

$E_{gär}$ chemisch gebundenes Energiepotenzial im Gärrest

H_S spezifischer Brennwert

$m_{gär,FM}$ Feuchtmasse des Gärrests

$TS_{gär}$ Trockensubstanzgehalt des Gärrests

(34)

$$E_{th,gär} = m_{gär,FM} * c_{p,gär} * (T_{ferm} - 273)$$

$E_{th,gär}$ thermische Energie im Gärrest

$m_{gär,FM}$ Feuchtmasse des Gärrests

$c_{p,gär}$ Wärmekapazität des Gärrests

T_{ferm} Fermentationstemperatur

(35)

Die spezifische Wärmekapazität des Fermenterinhalt beziehungsweise der Gärreste lässt sich näherungsweise berechnen. Vereinfachend kann auch die Wärmekapazität von Wasser verwendet werden, bei hohen Trockensubstanzgehalten im Input wird c_p damit jedoch überschätzt. Daher wird eine lineare Abhängigkeit der Wärmekapazität vom Trockensubstanzgehalt angenommen. Zu diesem Zweck wurde eine lineare Regression aus Daten von LÜBKEN et al. (2007) erstellt.

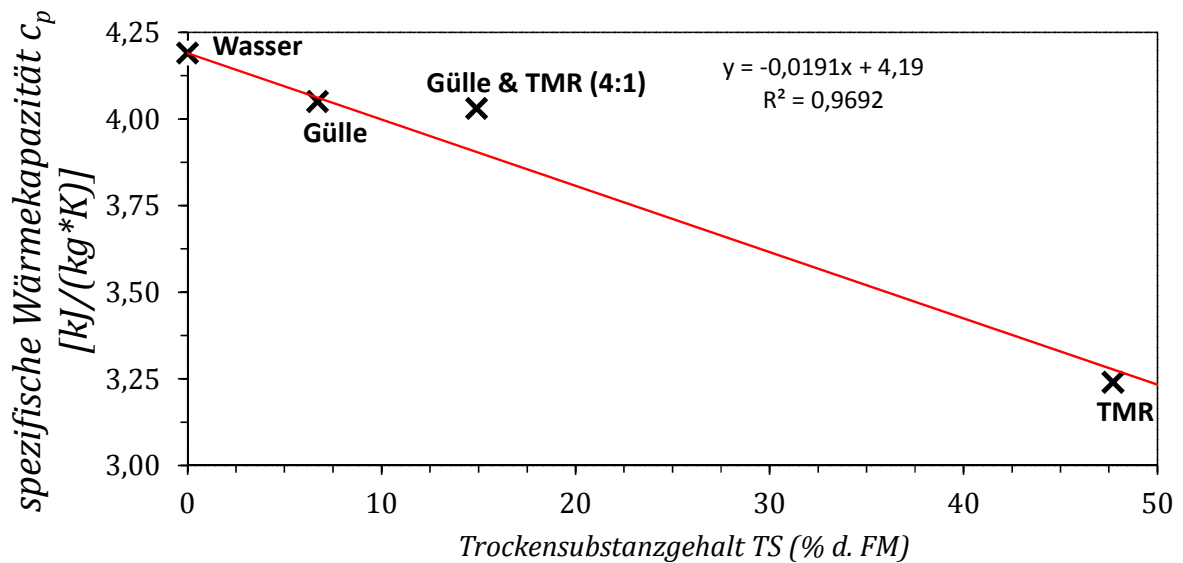


Abbildung 29 Grafische Ermittlung der spezifischen Wärmekapazität von Gülle und TMR (Total-Mixed-Ratio = Futterration) für Biogasanlagen nach LÜBKEN et al. (2007).

Die Geradengleichung kann in guter Näherung für die Berechnung der Wärmekapazität des Fermenterinhalts verwendet werden.

$$c_{p,gär} = 4,19 - 0,0191 * TS_{gär}$$

$c_{p,gär}$ Wärmekapazität des Gärrests

$TS_{gär}$ Trockensubstanzgehalt des Gärrests

(36)

Die Anwendung der Formel (36) ergibt folgende Rechenbeispiele

Tabelle 11 Anwendung der Berechnung von Wärmekapazitäten auf typische trockensubstanzgehalte von Gülle und Maissilage sowie der Fermenterinhalte.

	Fermenterinhalt		Gülle		Maissilage	
Trockensubstanz [%]	6 - 10		4 - 10		32 -40	
Wärmekapazität [$J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$]	4,08	4,00	4,11	4,00	3,58	3,43

Untersuchungen zur Wärmetönung des Prozesses wurden ebenfalls von LÜBKEN et al. (2007) sowie LINDORFER et al. (2006) übernommen. Zur Bilanzierung der Biogaserzeugungsseite kann die produzierte, im Biogas gebundene Energie abgeschätzt werden (37).

$$E_{\text{sub}} - E_{\text{gär}} = E_{\text{bg,prod}} + E_{\text{th,biol}}$$

E_{sub} chemisch gebundenes Energiepotenzial im Substrat

$E_{\text{gär}}$ thermische Energie im Gärrest

$E_{\text{bg,prod}}$ chemisch gebundene Energie im Biogas

$E_{\text{th,biol}}$ mikrobiologische Wärmefreisetzung

(37)

Die im feuchten Biogas gebundene thermische Energie kann bei Kenntnis der absoluten Gasfeuchte und der Gastemperatur hinreichend genau bestimmt werden (38).

$$E_{\text{th,bg}} = m_{\text{bg}} * (c_{p,\text{bg}} * T_{\text{ferm}} + x_{\text{ferm}} * h_D)$$

$E_{\text{th,bg}}$ thermische Energie im feuchten Biogas

m_{bg} Masse des Biogases

$c_{p,\text{bg}}$ Wärmekapazität des Biogases

T_{ferm} Fermentationstemperatur

x_{ferm} Feuchte (abs.) des Biogases ($\text{kg}_D/\text{kg}_{\text{bg}}$)

h_D spezifische Verdampfungsenthalpie (kJ/kg)

(38)

Das genutzte Energiepotenzial des Biogases lässt sich unter der vereinfachenden Annahme, dass nur Methan als Energieträger im Biogas vorkommt mit Brennwertbezug berechnen.

$$E_{\text{bg,nutz}} = H_S * V_{\text{bg,nutz}} * \psi_{\text{CH}_4}$$

$E_{\text{bg,nutz}}$ Energie im genutzten Biogas

H_S spezifischer Brennwert

$V_{\text{bg,nutz}}$ genutztes Biogasvolumen

ψ_{CH_4} Methangehalt des Biogases

(39)

Da im Regelfall Leistungsdaten für Aggregate mit Heizwertbezug angegeben werden, wurden die Werte umgerechnet (Faktor 0,901) und der ungenutzte Brennwertanteil in die Konversionsverluste einbezogen.

$$E_{loss,konv} = E_{el,prod} + E_{th,prod} - E_{bg,nutz} - E_{zünd}$$

$E_{loss,konv}$ durch die Konversion verlorene Energie

$E_{el,prod}$ produzierter Strom

$E_{th,prod}$ produzierte Wärme

$E_{bg,nutz}$ Energie im genutzten Biogas

$E_{zünd}$ Energie des Zündöls

(40)

Die folgenden Gleichungen stellen daher den Energieinput [Biogas (41) und Zündöl (42)] entsprechend dar.

$$E_{bg,nutz} = H_s * V_{bg,nutz} * \psi_{CH_4}$$

$E_{bg,nutz}$ Energie im genutzten Biogas

H_s spezifischer Brennwert

$V_{bg,nutz}$ genutztes Biogasvolumen

ψ_{CH_4} Methangehalt des Biogases

(41)

$$E_{zünd} = H_{s,zünd} * V_{zünd}$$

$E_{zünd}$ Energie des Zündöls

$H_{s,zünd}$ Brennwert des Zündöls

$V_{zünd}$ Volumen des eingesetzten Zündöls

(42)

Der Prozesswärmebedarf addiert sich aus den Einzelwerten für die Substrataufheizung, Transmissionsverluste, Strahlungsverluste und sonstige Bedarfe wie beispielsweise

Frostfreihaltung an Dosierbehältern oder Beheizung von biologischen Entschwefelungskolonnen.

$$E_{th,eigen} = E_{th,heiz} + E_{th,trans} + E_{th,str} + E_{th,div}$$

$E_{th,eigen}$ thermische Energie zur Eigenbedarfsdeckung

$E_{th,heiz}$ thermische Energie zur Substrataufheizung

$E_{th,trans}$ thermische Energie zur Deckung der Transmissionsverluste

$E_{th,str}$ thermische Energie zur Deckung der Strahlungsverluste

$E_{th,div}$ thermische Energie zur Deckung sonstiger Wärmeverluste

(43)

4.2.3 Kennzahlen zur Bewertung

Die biologische Effektivität η_{biol} ist die wesentliche Maßzahl für die Beurteilung der Fermentation.

$$\eta_{biol} = \frac{E_{bg}}{E_{sub}}$$

η_{biol} Biologischer Wirkungsgrad der Fermentation

E_{bg} Energie im Biogas

E_{sub} chemisch gebundenes Energiepotenzial im Substrat

(44)

Der biologische Wirkungsgrad stellt das Verhältnis von theoretischem Energiepotenzial im Input – also dem Brennstoff – zum Methanertrag dar. Damit ist sie identisch mit dem Umsatz, wie er für stöchiometrische Betrachtungen in der Reaktionstechnik für stoffliche Betrachtungen Anwendung findet. Biogasanlagen nach dem Stand der Technik sind in der Lage nur den anaerob abbaubaren Anteil des Substrates zu nutzen, dieser wird auch als fermentierbare organische Trockensubstanz (FoTS) bezeichnet. Da Forschung und Entwicklung auf die Nutzbarmachung des Lignins und des lignocellulosischen Anteils zielen, ist nach unserer Auffassung unbedingt das theoretische Potenzial zu wählen. Andernfalls wäre es mit geeigneten Aufschlussverfahren denkbar, die Effektivität der

Fermentation – also den Umsatz - auf Werte über 1 zu steigern. Der hier verfolgte Ansatz sichert ebenso die Vergleichbarkeit mit anderen Kraftwerksprozessen. Wird ein Vergleich von Anlagen mit sehr unterschiedlichen Substraten angestrebt, kann ein Vergleich innerhalb der Biogastechnik erfolgen, indem nur der anaerob abbaubare Anteil Berücksichtigung findet. Eine überschlägige Korrektur des theoretischen Energiepotenzials kann zum Beispiel auf Basis des Fermentationsquotienten erfolgen. (WEIßBACH 2009)

Die Effizienz der Energiekonversion η_{bg} beschreibt den Grad der Umwandlung im zweiten Teil einer Biogasanlage. Sie lässt das Energiepotenzial im Substrat daher unberücksichtigt und bezieht sich nur auf den Anteil der genutzten Energie im Biogas (45). Sie wird primär durch die Wirkungsgrade des Konversionsprozesses charakterisiert. Die Zielenergien, im Regelfall Strom und Wärme, werden abzüglich der Eigenbedarfe betrachtet. Dabei wird die gesamte eingespeiste Menge, die externen Prozessen oder Netzen zur Verfügung gestellt wird als genutzt angesehen.

$$\bar{\eta}_{bg} = \frac{E_{el,prod} + E_{th,prod} - E_{el,eigen} - E_{th,eigen}}{E_{bg}}$$

$\bar{\eta}_{bg}$ Biologischer Wirkungsgrad der Fermentation

$E_{el,prod}$ produzierte elektrische Energie

$E_{th,prod}$ produzierte thermische Energie

$E_{el,prod}$ produzierte elektrische Energie

$E_{el,eigen}$ elektrischer Eigenenergiebedarf

$E_{th,eigen}$ thermischer Eigenenergiebedarf

E_{bg} Energie im Biogas

(45)

Die Effizienz der gesamten Anlage kann als Nutzungsgrad η_{ges} dargestellt werden. Sie bezeichnet daher das Verhältnis von abgeführter Nutzenergie zum Energiepotenzial der Substrate über einen definierten Zeitraum. Für den Vergleich mit anderen Konversionspfaden oder Energieträgern ist diese Zahl zur Bewertung der Anlage das wesentliche Kriterium.

$$\bar{\eta}_{ges} = \frac{E_{el,prod} + E_{th,prod} - E_{el,eigen} - E_{th,eigen}}{E_{sub}}$$

$\bar{\eta}_{ges}$ Gesamtnutzungsgrad der Biogasanlage

$E_{el,prod}$ produzierte elektrische Energie

$E_{th,prod}$ produzierte thermische Energie

$E_{el,prod}$ produzierte elektrische Energie

$E_{el,eigen}$ elektrischer Eigenenergiebedarf

$E_{th,eigen}$ thermischer Eigenenergiebedarf

E_{sub} chemisch gebundene Energie im Substrat

(46)

Die Gesamteffizienz der Anlage kann in Analogie zu geltenden energietechnisch relevanten Richtlinien auch als Brennstoffausnutzungsgrad bezeichnet werden.

5 Energetische Bewertung des Biogasanlagenbetriebs

5.1 Brennwerte von Biogassubstraten

5.1.1 Messergebnisse nach Substratgruppen

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Brennwertmessungen dargestellt. Die Messwerte für Fermenterinhalt und Gärreste stammen aus verschiedenen landwirtschaftlichen Biogasanlagen, sowie aus zwei eigenen Laborversuchen zur Vergärung von Pferdemist (FISCHER et al. 2013) sowie Rasenschnitt einer Sportanlage.

Tabelle 12 Brennwertdaten von Fermenterinhalt und Gärresten.

Probenbezeichnung	H _s [kJ/kg _{TS}]	oTS [%TS]	H _s auf oTS bezogen [kJ/kg _{oTS}]	Probennummer
Fermenterinhalt	16.860	74,19	22.725	BK-14-0569
Gärrestlager 2, getrocknet *	16.630	78,99	21.053	BK-14-0570
Gärrestlager 2, getrocknet *	16.350	74,62	21.911	BK-14-0624
Fermenterinhalt, getrocknet	16.910	79,10	21.378	BK-14-0625
B GRL	16.540	71,64	23.088	BK-14-1084
C Lagune	16.140	69,71	23.153	BK-14-1085
D Fermenter alt	16.760	72,18	23.220	BK-14-1086
G Fermenter	17.240	76,71	22.474	BK-14-1088
F Hydrolyse	18.500	80,37	23.019	BK-14-1089
Nachgärer	17.020	n.b.	-	-
Labor R4.10 Pferdemist	13.080	n.b.	-	-
Labor R4.8 Rasenschnitt	15.350	n.b.	-	-

*Probe aus dem Zulauf zum Gärrestlager

Während die beiden Laborfermenter geringe Brennwerte von 13,08 MJ/kg_{TS} und 15,35 MJ/kg_{TS} aufweisen, sind die Proben aus großtechnischen Anlagen, unabhängig von der Prozessstufe, mit 16,14 bis 17,24 MJ/kg_{TS} vergleichsweise konstant. Da alle Ergebnisse nach dem gleichen Standard bestimmt wurden, kann die Abweichung der Laborreaktoren nicht mit einem methodischen Fehler erklärt werden.

Tabelle 13 Brennwertdaten von Gülle- und Festmistproben.

Probenbezeichnung	H _s [kJ/kg _{TS}]	oTS [%TS]	H _s auf oTS bezogen [kJ/kg _{oTS}]	Probennummer
Frischgülle (Güllelager)	18.130	82,54	21.965	BK-14-0568
Rinderfestmist (Stall)	17.140	84,31	20.330	BK-14-0623
Rindermist (Siloplatte)	17.220	86,58	19.889	BK-14-0919
Rindergülle (Grube)	15.150	70,17	21.590	BK-14-0923
Schweinegülle Ferkel	16.140	62,11	25.986	BK-14-0924
Schweinegülle Mast	14.140	58,85	24.027	BK-14-0925
Schweinegülle Mast	14.590	64,32	22.683	BK-14-0926
Festmist Feld 25.09.	17.670	80,03	22.079	BK-14-1082
A Gülle 25.09.	17.880	79,19	22.579	BK-14-1083
Rindergülle	18.040	74,43	24.237	BK-15-0087
Rinderfestmist getr. gem.	18.140	87,55	20.720	BK-15-0091
Festmist Milchvieh	18.620	82,57	22.551	BK-15-0098
Rindergülle Bullenmast	18.070	81,86	22.075	BK-15-0103
Pferdemist frisch	14.960	n.b.	-	BK-7-11-0324

Für drei der vier untersuchten Biogasanlagen wurde die Substratmischung, basierend auf den mittleren Mengenanteilen des bilanzierten Betriebsjahres, analysiert.

Tabelle 14 Brennwertdaten von Substratmischungen.

Probenbezeichnung	H _s [kJ/kg _{TS}]	oTS [%TS]	H _s auf oTS bezogen [kJ/kg _{oTS}]	Probennummer
BGA-1 Substratmischung aus Rindergülle und Futterresten	17.629	84,69	20.816	HTWK 1.1
BGA-1 Gärrest	15.920	70,20	22.678	HTWK 1.2
BGA-2 Substratmischung aus Rindergülle und versch. Nawaro	17.917	91,40	19.603	HTWK 2.1
BGA-2 Gärrest,	16.672	71,26	23.396	HTWK 2.2
BGA-3 Substratmischung aus Rindergülle, Mais- und Grassilage	18.397	91,83	20.034	HTWK 3.1
BGA-3 Gärrest	16.902	72,83	23.207	HTWK 3.2

Weitere Brennwertmessungen von verfügbaren pflanzlichen Materialien sollen dazu dienen, die Datengrundlage auszuweiten und die Schwankungsbreiten auf eine größere

Grundgesamtheit zu beziehen. Unter anderem finden sich darin Maissilagen minderer Qualität, die entweder als Siloabdeckmaterial dienten oder als Futterreste aus den Ställen der Rinderhaltung anfallen. Diese Silagen weisen zum Zeitpunkt der Brennwertmessung teils deutliche Alterungsspuren und Schimmelpilzbefall auf.

Tabelle 15 Brennwertdaten von pflanzlichen Materialien

Probenbezeichnung	Hs [kJ/kgTS]	oTS [%TS]	Hs auf oTS bezogen [kJ/kgTS]	Probennummer
Gerstenschrot, Siloplatte	18.050	80,90	22.311	BK-14-0571
Luzerne Anschnittsilo (Abdecke)	17.890	85,47	20.931	BK-14-0572
Maissilage Siloplatte	18.970	97,53	19.450	BK-14-0621
Maissilage Fahrsilo (Abdecke)	19.080	91,89	20.764	BK-14-0622
Zuckerrübe (Zuckerrübenschnitzel Fahrsilo)	16.320	87,71	18.607	BK-14-0920
Roggen-GPS	18.320	89,19	20.540	BK-14-0921
Maissilage Dosierbehälter	18.420	96,66	19.056	BK-14-0922
Restfutter Stall	18.260	91,88	19.874	BK-14-0927
Maissilage	18.330	96,41	19.013	BK-14-1080
Luzerne	17.710	85,33	20.755	BK-14-1081
Maissilage getr. gem.	18.360	96,10	19.104	BK-15-0088
Getreide GPS getr. gem.	18.760	97,44	19.253	BK-15-0089
Grassilage getr. gem.	18.790	91,75	20.480	BK-15-0090
Maissilage Silo innen	18.180	96,99	18.744	BK-15-0097
Maissilage Abraum	18.420	97,31	18.929	BK-15-0099
Getreidekorn geschrotet	18.290	97,92	18.678	BK-15-0100
Grassilage Silo innen	18.360	93,01	19.740	BK-15-0101
Grassilage Abraum	18.390	90,90	20.231	BK-15-0102
Roggen GPS getr.gem.	17.930	93,35	19.206	BK-15-0104
Maissilage getr.gem.	17.990	95,80	18.779	BK-15-0105
Rasenschnitt Sportplatz	18.230	85,33	21.364	BK-7-11-0302

5.1.2 Ergänzende Daten aus der Literatur

In der Literatur sind bis dato nur wenige Brennwerte für Biogassubstrate dokumentiert, die nachstehenden Messwerte aus der Datenbank des *Energy research Centre of the Netherlands (ECN)* mussten daher aus Elementaranalysen mit Hilfe einer Formel nach FRIEDL et al. (2005) errechnet werden (vgl. Kap. 3.3.7, S. 57).

Tabelle 16 Ergänzende Brennwertdaten aus der Literatur

Probenbezeichnung	Hs [kJ/kgTS]	oTS [%TS]	Hs auf oTS bezogen [kJ/kgTS]	Probennummer
cattle manure, fresh, Hs berechnet*	18.012	84,13	21.410	ECN #1882
cattle manure, fresh, Hs berechnet*	14.530	57,66	25.199	ECN #1886
cow manure, Hs berechnet*	17.915	91,04	19.678	ECN #2782
Pferdemist****	20.400			
Schweinegülle***	16.340	66,20	24.683	
Phyllis, corn silage, Hs berechnet*	17.303	97,46	17.754	ECN #2795
Maize, Hs berechnet*	17.663	91,50	19.304	ECN #401
Maize, Hs berechnet*	19.091	97,31	19.619	ECN #533
Maize, Hs berechnet*	18.008	94,71	19.014	ECN #534
Maissilage**	18.412	96,70	19.040	S-V.1
Gerste**	18.255	98,10	18.609	S-V.13
Getreide Mix**	17.745			S-V.13
GPS**	18.405			S-V.7
Triticale**	17.788	98,30	18.096	
Roggen**	18.050	97,90	18.437	
Maissilage***	18.040	95,24	18.942	
Grassilage**	17.389			

*Energy research Centre of the Netherlands (2012), berechnet nach FRIEDL et al. (2005)

**SUTTER (2013)

***PFEIFER & OBERNBERGER (2007)

****BECK (2005)

Die Ergebnisse der eigenen Brennwertmessungen stimmen mit den Daten der anderen Untersuchungen relativ gut überein, für die Substratmischungen wurden Brennwerte von 18,44 bis 19,01 MJ/kg_{TS} aufgenommen. In der Literatur sind ähnliche Werte dokumentiert: So wird für Maissilage ein Brennwert von 18,04 bis 18,41 MJ/kg_{TS} angegeben, die berechneten Werte reichen von 18,01 bis 19,09 MJ/kg_{TS}. Für Energiepflanzen allgemein wird der Brennwert auf etwa 17,0 MJ/kg_{TS} geschätzt (SUTTER 2013; PFEIFER & OBERNBERGER 2007; OECHSNER & HELFFRICH 2005). Weitere Messungen an unterschiedlichen Biomassen deuten auf einen mittleren Brennwert von 18±1 MJ/kg_{TS} hin (EROL et al. 2010; RAVEENDRAN & GANESH 1996; YIN 2011). Der festgestellte, leicht höhere Brennwert der untersuchten Substratmischungen kann durch den erhöhten Gülleanteil erklärt werden. Da Lignin einen höheren Brennwert von 23,3 bis 25,6 MJ/kg aufweist

(SHENG & AZEVEDO 2005) und nicht anaerob abbaubar ist, sollte die Trockensubstanz von Gülle - und entsprechende Substratmischungen - einen höheren Brennwert aufweisen. Dieser Ansatz kann zur Bestimmung des Abbaugrades eingesetzt werden, da sich der Effekt der Brennwerterhöhung im Gärrest noch stärker ausprägen sollte. Die gemessenen Brennwerte bestätigen diesen Effekt jedoch zunächst nicht, was wahrscheinlich der gewählten Bezugsgröße – der Trockensubstanz – geschuldet ist. Aufgrund der Trocknung der Materialien bei der Brennwertmessung tritt zudem ein methodischer Fehler auf, da flüchtige Substanzen keine Berücksichtigung finden und somit eine Unterschätzung des realen Wertes verursachen. Die Korrektur des Brennwertes für Maissilage wird von Sutter mit ca. 0,1 MJ/kg_{TS} angegeben, sie nimmt daher vernachlässigbaren Einfluss auf das Ergebnis (SUTTER 2013). Im Falle von Substraten mit hohen Anteilen flüchtiger Substanzen wie Zuckerrübensilage wird dieser Effekt stärker ausgeprägt sein, vgl. hierzu WEIßBACH & STRUBELT (2008) sowie WEIßBACH et al. (2013).

5.1.3 Ableitung von Richtwerten

Aus den im vorherigen Kapitel gezeigten Messergebnissen können Richtwerte – angegeben als Median - abgeleitet werden. Die Streubreite wird durch das obere und untere Quartil begrenzt, Werte die außerhalb dieser Bereiche liegen sind als Ausreißer zu betrachten.

Tabelle 17 Zusammenstellung von Brennwerten ausgewählter Einzelsubstrate und Stoffklassen

Substrat bzw. Stoffklasse	Anzahl Datensätze /eigene Messung [-]	mittlerer Brennwert H _s		zusätzliche Quellen
		[MJ/kg _{TS}]	[MJ/kg _{oTS}]	
Mais/Maissilage	13/7	18.245±459	18.976±444	1,2,6,7
Getreide/GPS	8/4	18.157±322	20.309±800	1
Rasen/Gras/Grassilage	5/4	18.232±461	20.454±589	1
Energiepflanzen allgemein	32/21	18.215±427	19.518±1.016	1,2,6,7
Rindergülle	8/5	17.216±1.382	22.342±1.603	3,4,5
Rindermist	5/5	17.758±560	21.114±1.026	-
Exkrementen allgemein	14/9	17.005±1.638	22.452±1.797	3,4,5
Gärsubstrat	17/15	16.557±1.188	22.478±733	1

1 SUTTER (2013), 2 PFEIFER & OBERNBERGER (2007), 3 SWEETEN et al. (1986), 4 ANNAMALAI et al. (1987), 5 YOUNG & PIAN (2003), 6 D'JESÚS et al. (2006), 7 HOFBAUER (1997)

Zur Darstellung der Spannbreiten der oben gezeigten Werte wurden Box-Plots generiert, die durch das obere und untere Quartil begrenzt werden, Werte außerhalb der Quartile werden als Ausreißer aufgefasst. Die nachfolgende Abbildung stellt die Werte in Bezug auf den Trockensubstanzgehalt dar.

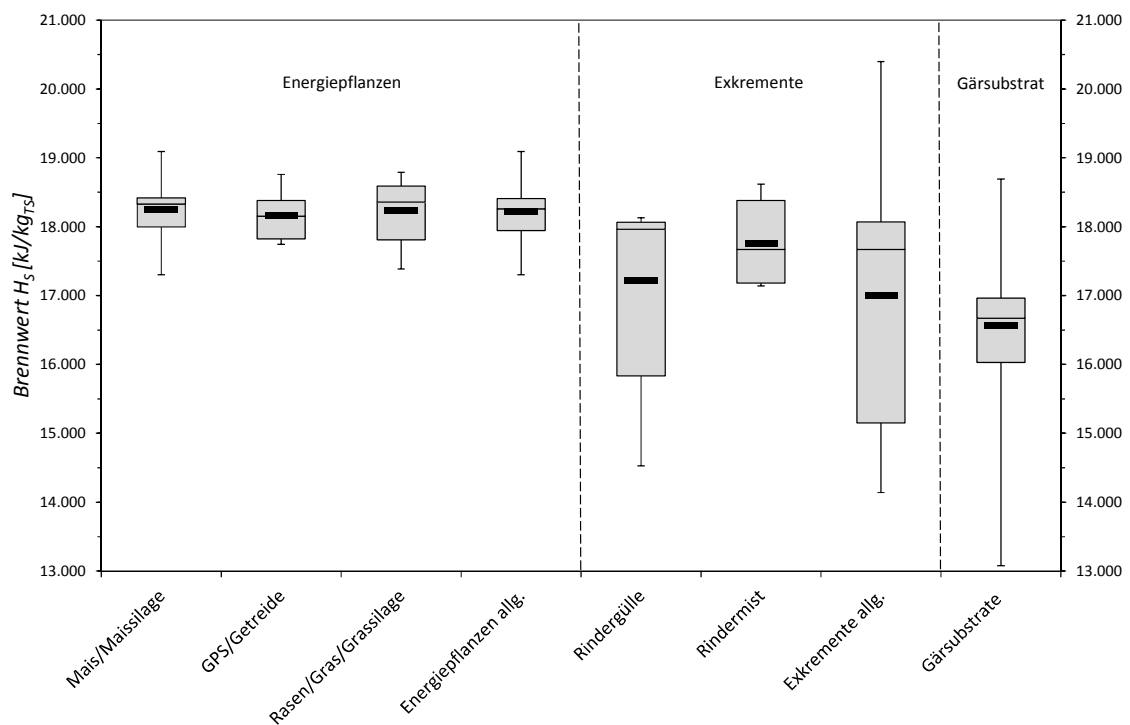


Abbildung 30 Darstellung von Brennwerten pflanzlicher Inputmaterialien, Gülle und Mist, sowie des Fermenterinhalts bzw. von Gärresten bei Bezug auf die Trockensubstanz

In Bezug auf die organische Trockensubstanz wird der nachfolgende Plot erhalten, der eine größere Heterogenität der Brennwerte zeigt. Ob die Gründe für die vergleichsweise größeren Schwankungen in der Zusammensetzung der Organik liegen, oder ob noch andere Ursachen in Frage kommen, kann aufgrund der vorhandenen Daten nicht ausgesagt werden.

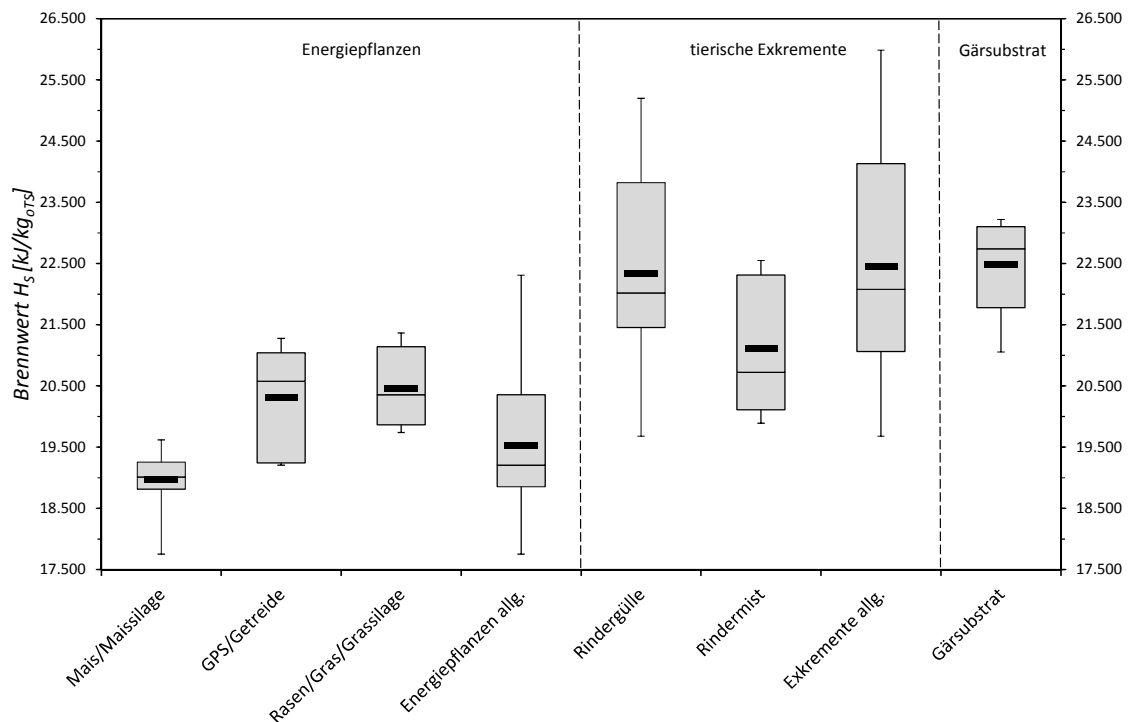


Abbildung 31 Schwankungsbreite von Brennwertmessungen an pflanzlichen Inputmaterialien, Gülle und Mist, sowie von Gärsubstraten bei Bezug auf die organische Trockensubstanz

5.2 Beschreibung der untersuchten Anlagen

Die vier nachfolgend beschriebenen Anlagen befinden sich in der Region Westsachsen, es handelt sich durchweg um landwirtschaftliche Anlagen, die an Agrarbetriebe angeschlossen sind und alle mit der Substratkombination Rindergülle und Energiepflanzen – teils Futterresten – betrieben werden. Drei der vier Anlagen (BGA 2-4) sind hinsichtlich der Fermentationstechnik weitgehend identisch, sie wurden durch denselben Hersteller errichtet. Das Grundkonzept dieser Anlagen besteht aus einer Vorgrube, einem Feststoffdosierer, sowie Hauptgärer, Nachgärer und Gärrestlager. Technische Unterschiede bestehen hinsichtlich der Fermentationsvolumina und der gewählten Konversionsaggregate.

Tabelle 18 Technische Grunddaten der vier untersuchten Biogasanlagen

		BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4
Inbetriebnahme	[Jahr]	2003	2007	2006	2006
Nennleistung	[kW _{el}]	360	537	550	530
Gärvolumen	[m ³]	3.200	5.940	4.050	4.050
spez. Leistung	[kW _{el} /m ³]	0,11	0,09	0,14	0,13
Verweilzeit	[d]	30	133	72	92
Raumbelastung	[kg _{oTS} /(m ³ *d)]	3,1	1,5	2,1	2,3
tier. Exkremente	[%]	90	49	68	59
Substratmenge	[t/a]	39.100	17.300	22.600	18.000
Substrate	[-]	RG, FR	RG, MS, GS, KG, KT	RG, MS, GS, KG	RG, MS, AWS, KG, RFM
Abkürzungen:		<div> <div>AWS Anwelksilage</div> <div>FR Futterreste</div> <div>GG Grüngut</div> <div>GPS Ganzpflanzensilage</div> <div>GS Grassilage</div> <div>GTK Geflügeltrockenkot</div> <div>HG Hühnergülle</div> <div>HTK Hühnertrockenkot</div> <div>KG Körnergetreide</div> <div>KT Kartoffeln</div> <div>MS Maissilage</div> <div>RFM Rinderfestmist</div> <div>RG Rindergülle</div> </div>			

5.2.1 Biogasanlage 1 – einstufige Anlage mit 360 kW_{el}

Die Biogastechnik und das BHKW, dieser im Nordwesten Leipzigs befindlichen Anlage, sind Teil eines landwirtschaftlichen Betriebs und in unmittelbarer Nähe zur Rinderhaltung angeordnet. Im Betrieb fallen täglich ca. 80 bis 120 m³ Gülle mit 8 bis 10 % Trockensubstanzgehalt an. Der Gülleanteil betrug im Untersuchungszeitraum im Durchschnitt 90 %. Da aus der Rinderzucht erhebliche Mengen an Futterresten zur Verfügung stehen – etwa 300 t/Monat – ist eine zusätzliche Versorgung der Biogasanlage mit nachwachsenden Rohstoffen nicht erforderlich. Die Einbringung der Substrate erfolgt über einen Feststoffdosierer und eine Güllevorgrube in einen offenen Anmischbehälter mit ca. 150 m³, welcher mit einem Rührwerk ausgestattet ist und die Substratmischung homogenisiert. Das Substrat wird über eine Beschickungspumpe mit Mazerator in den Fermenter eingebracht. Der Biogaserzeugung ist einstufig als Hochfermenter in Betonbauweise mit zentralem Rührwerk ausgebildet und weist ein Arbeitsvolumen von 3.200 m³ auf. Die Prozesstemperatur wird mittels externem Rohrwärmetauscher im mesophilen Bereich bei 38°C gefahren.

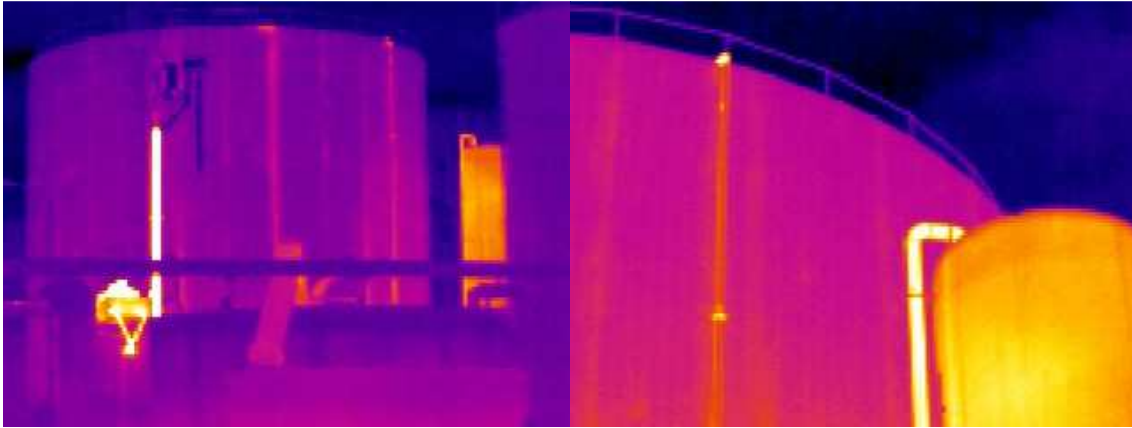


Abbildung 32 Infrarotaufnahmen zur qualitativen Kontrolle des Fermenters auf Wärmeverluste. Im linken Bild hebt sich der Feststoffdosierer mit Futterresten (linke Bildseite) deutlich ab, dahinter sind Rohre und elektrische Leitungen hinter der Blechverkleidung der Fermenterwand erkennbar. Die biologische Entschwefelungskolonne ist in beiden Bildern rechts abgebildet.

Der Gärrest wird in rechteckigen, offenen Güllebecken gelagert. Die Bauweise des Fermenters erfordert einen externen Gasspeicher (eingehauster Foliensack) mit 500 m³, die Entschwefelung erfolgt über eine externe biologische Kolonne. Die Konversion erfolgt mittels Gas-Otto-BHKW mit einer Leistung von 360 kW_{el}, die Anlage wurde 2003 in Betrieb genommen und seitdem nicht wesentlich modifiziert. Der produzierte Strom wird über eine Trafostation, an die auch Photovoltaikanlagen des Betriebs angeschlossen sind, in das örtliche Netz eingespeist. Die Abwärme wird im Betrieb unter anderem zur Beheizung von Sozialgebäuden genutzt.

5.2.2 Biogasanlage 2 – zweistufige Anlage mit 537 kW_{el}

Die Biogasanlage wurde in der Nachbarschaft einer Rinderhaltung etwa 40 km östlich von Leipzig errichtet. Die Rindergülle stammt aus den angrenzenden Stallanlagen sowie aus einer weiteren Stallanlage im Nachbarort. Es werden durchschnittlich pro Tag 23 m³ Gülle mit 8 – 10 % Trockensubstanzgehalt eingesetzt. Ferner werden Maissilage, Grassilage sowie geringe Mengen Getreide und Kartoffeln zur Biogaserzeugung verwendet. Der Gülleanteil betrug im Untersuchungszeitraum 49 %. Die Einbringung der nachwachsenden Rohstoffe erfolgt direkt in den Hauptgärer. Die Gülleration für mehrere Tage wird aus einer Vorgrube mittels Beschickungspumpe mit Zerkleinerungsscheibe (RotaCut®) in den Hauptgärer eingebracht. Der Biogaserzeugung ist dreistufig bestehend aus Hauptgärer, Nachgärer und Gärrestlager in Betonbauweise mit Gasspeicherhauben aufgebaut. Das

gesamte Fermentationsvolumen beträgt 5.940 m³. Die Prozesstemperatur wird mittels interner Rohrwärmetauscher im thermophilen Bereich bei 50°C gefahren. Das Gärrestlager arbeitet aufgrund der festen Zeiten für die Ausbringung mit wechselnden Füllständen. Die Gasspeicher sind miteinander verbunden, Haut- und Nachgärer besitzen zweischalige Tragluftdächer, das Gärrestlager ist mit einer einschaligen Abdeckung ausgerüstet. Die Entschwefelung erfolgt mittels Lufteinblasung in die Fermenter, zur zusätzlichen Gaskühlung ist ein Teil der Gasstrecke im Boden verlegt. Die Konversion erfolgt mittels Gas-Otto-BHKW mit einer Leistung von 537 kW_{el}, die Anlage wurde 2007 in Betrieb genommen und bis zum Untersuchungszeitraum nicht wesentlich modifiziert. Der produzierte Strom wird in das örtliche Netz eingespeist, Teile der Abwärme werden zur Beheizung von Sozialgebäuden genutzt.

5.2.3 Biogasanlage 3 – zweistufige Anlage mit 550 kW_{el}

Die Biogasanlage wurde in der Nachbarschaft einer Rinderhaltung etwa 5 km nordwestlich von Grimma errichtet. Die Rindergülle stammt aus den angrenzenden Stallanlagen. Es werden durchschnittlich pro Tag 42 m³ Gülle mit 8 – 10 % Trockensubstanzgehalt eingesetzt. Ferner werden Maissilage, Grassilage sowie geringe Mengen Getreide zur Biogaserzeugung verwendet. Der Gülleanteil betrug im Untersuchungszeitraum 68 %. Die Einbringung der nachwachsenden Rohstoffe erfolgt in den Hauptgärer. Dabei wird das Substrat durch einen Schneckenextruder gefahren, der einen Aufschluss von Faserstoffen durch Druck und Temperaturbeanspruchung bewirken soll und die Biogausbeute aus Maissilage um bis zu 14 % und bei Grassilage um bis zu 26 % steigern kann (LEHMANN 2009; LEHMANN & FRIEDERICH 2012). Die Gülle wird aus einer Vorgrube mittels Beschickungspumpe mit Zerkleinerungsscheibe (RotaCut®) in den Hauptgärer eingebracht. Der Biogaserzeugung ist dreistufig bestehend aus Hauptgärer, Nachgärer und Gärrestlager in Betonbauweise mit Gasspeicherhauben aufgebaut. Das gesamte Fermentationsvolumen beträgt 4.050 m³. Die Prozesstemperatur wird mittels interner Rohrwärmetauscher im mesophilen Bereich saisonabhängig bei 38 - 41°C gefahren. Das Gärrestlager arbeitet aufgrund der festen Zeiten für die Ausbringung mit wechselnden Füllständen. Die Gasspeicher sind miteinander verbunden, Haupt- und Nachgärer besitzen zweischalige Tragluftdächer, das Gärrestlager ist mit einer

einschaligen Abdeckung ausgerüstet. Die Entschwefelung erfolgt mittels Lufteinblasung in die Fermenter, zur zusätzlichen Gaskühlung ist ein Teil der Gasstrecke im Boden verlegt. Die Konversion erfolgt mittels zwei verschieden großen BHKW, einem Gas-Otto-BHKW mit einer Nennleistung von 370 kW_{el} und einem Zündstrahl-BHKW mit einer Nennleistung von 180 kW_{el}. Die Anlage wurde 2006 in Betrieb genommen und bis zum Untersuchungszeitraum nicht wesentlich modifiziert. Der produzierte Strom wird abzüglich des Eigenbedarfs in das örtliche Netz eingespeist. Die Abwärme wird zu einem sehr hohen Anteil an externe Nutzer abgegeben, den Hauptteil macht dabei eine benachbarte Spargelproduktion aus, ein kleinerer Teil der Abwärme wird zur Beheizung von Sozialräumen des landwirtschaftlichen Betriebs genutzt.

5.2.4 Biogasanlage 4 – zweistufige Anlage mit 530 kW_{el}

Die Biogasanlage wurde in der Nachbarschaft einer Rinderhaltung etwa 8 km östlich von Grimma errichtet. Die Rindergülle stammt aus den angrenzenden Stallanlagen. Im Bezugsjahr 2010 wurden durchschnittlich pro Tag 28 m³ Gülle mit 8 – 10 % Trockensubstanzgehalt eingesetzt. Ferner wurden Maissilage, Anwelksilage, Getreide sowie geringe Mengen Rinderfestmist zur Biogaserzeugung verwendet. Die Anlage wurde in den Jahren 2007 und 2008 ohne Gülle betrieben. Der Gülleanteil betrug im Bezugsjahr 2010 68 %. Die Anteile der nachwachsenden Rohstoffe unterliegen im Betriebszeitraum Änderungen, der Durchsatz an Energiepflanzen hat sich in der Summe nicht wesentlich geändert, die Anteile variieren in den Betriebsjahren deutlich.

Tabelle 19 Substrateinsatz der Biogasanlage 4 über einen Betriebszeitraum von acht Jahren.

Jahr	2007 Menge [t]	2008 Menge [t]	2009 Menge [t]	2010 Menge [t]	2011 Menge [t]	2012 Menge [t]	2013 Menge [t]	2014 Menge [t]
Getreide	270	296	1.078	1.092	793	444	547	698
Maissilage	5.592	5.652	3.377	4.821	5.237	5.935	5.613	5.015
Anwelksilage	737	1.498	1.636	1.450	1.820	1.547	775	1.847
Summe Nawaro	6.598	7.446	6.091	7.363	7.850	8.029	6.832	7.560
Stalldung	624	384	217	40	0	0	0	0
Rindergülle	0	0	8.753	10.360	12.071	12.060	10.278	10.428
Summe Exkremente	624	384	8.970	10.400	12.071	12.060	10.278	10.428
Gesamt	7.222	7.831	15.061	17.762	19.921	20.089	17.110	17.988

Die Einbringung pflanzlicher Substrate erfolgt in den Hauptgärer. Die Gülle wird aus einer Vorgrube mittels Beschickungspumpe mit Zerkleinerungsscheibe (RotaCut®) in den Hauptgärer eingebracht. Der Biogaserzeugung ist dreistufig bestehend aus Hauptgärer, Nachgärer und Gärrestlager in Betonbauweise mit Gasspeicherhauben aufgebaut. Das gesamte Fermentationsvolumen beträgt 4.050 m³. Die Prozesstemperatur wird mittels interner Rohrwärmetauscher im mesophilen Bereich bei 38°C gefahren. Das Gärrestlager arbeitete bis 2012 aufgrund der festen Zeiten für die Ausbringung mit wechselnden Füllständen. Die Gasspeicher sind miteinander verbunden, Haupt- und Nachgärer besitzen zweischalige Tragluftdächer, das Gärrestlager ist mit einer einschaligen Abdeckung ausgerüstet. Die Entschwefelung erfolgt mittels Lufteinblasung in die Fermenter, zur zusätzlichen Gaskühlung ist ein Teil der Gasstrecke im Boden verlegt. Die Konversion erfolgt mittels zwei verschieden großen BHKW, einem Gas-Otto-BHKW mit einer Nennleistung von 350 kW_{el} und einem Zündstrahl-BHKW mit einer Nennleistung von 180 kW_{el}. Die Anlage wurde 2006 in Betrieb genommen. Das kleinere Zündstrahl-BHKW wurde in 2011 gegen ein baugleiches Aggregat getauscht. Die Anlage wurde in 2012 um ein Gärrestlager von 4.500 m³ ergänzt. Der produzierte Strom wird abzüglich des Eigenbedarfs in das örtliche Netz eingespeist. Die Abwärme wird zur Getreidetrocknung, im Melkhaus und zur Beheizung von Sozialräumen des landwirtschaftlichen Betriebs genutzt (vgl. Anhang, Abbildung 55).

5.2.5 Vergleich der Anlagen

Die gewählten Anlagen entstammen aus einer Region und werden unter ähnlichen Bedingungen betrieben (Anschluss an landwirtschaftlichen Betrieb oder eigener Betriebszweig). Alle vier Anlagen weisen ein sehr ähnliches Substratspektrum auf. Die eingesetzten Güllemengen variieren jedoch, sowohl relativ als auch absolut zwischen 35.500 t/a bzw. 90 % und 8.500 t/a bzw. 49 %. Der bundesweite Anteil von Rindergülle am Gesamtsubstrateinsatz liegt nach aktuellen Erhebungen bei 28,2 %; inklusive Schweinegülle, Festmist und anderen tierischen Exkrementen bei über 40 % (vgl. 2.2.1) (DANIEL-GROMKE et al. 2014). Die eingesetzte Güllemenge ist zudem von der Anlagenleistung abhängig.

Tabelle 20 Unterschiedliche Wirtschaftsdüngeranteile am Substrateinsatz von Biogasanlagen in Abhängigkeit der Leistungsklasse, nach (DANIEL-GROMKE et al. 2014).

Nennleistung [kWel]	Nawaro [%]	Exkremente [%]	komm. Bioabfall [%]	Reststoffe [%]	Anzahl Rückmeldungen [-]
≤ 70	16	83	0	1	25
71 - 150	34	65	0	1	53
151 - 500	45	53	1	1	362
501 - 1000	51	40	5	4	197
> 1000	51	40	5	4	70

Die in der vorliegenden Arbeit untersuchten Biogasanlagen weisen im Vergleich zur oben genannten Erhebung demnach einen überdurchschnittlich hohen Gülleanteil auf. Aus technischer Perspektive sind zwei Abweichungen gegenüber dem Anlagendurchschnitt von besonderer Relevanz für die Energieflüsse:

- **Erhöhter Eigenwärmebedarf** – Durch den Einsatz von Gülle muss bedeutend mehr Wasser durch die Fermentation gefahren werden. Da Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit der Gülle gegenüber Energiepflanzen höher ausfallen ist von einem hohen Eigenwärmebedarf aller Anlagen auszugehen. Dies gilt im besonderen Maße für die BGA 2, welche thermophil betrieben wird. Dabei spielen weniger die kaum vermeidbaren Verluste durch Konvektion und Strahlung eine Rolle, als die hohen thermischen Energieflüsse, die mit dem Gärrest ausgetragen werden und – zumindest theoretisch – leicht zurückgewonnen werden könnten. Vergleichbare Anlagen mit hohem Gülleanteil in den Biogasmessprogrammen I & II weisen einen Eigenwärmebedarf bis 79 % der Wärmeproduktion auf, so dass für eine externe Abwärmenutzung nur geringe Mengen thermischer Energie ausgekoppelt werden können (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005, 2009).
- **Schlechtere Biogasausbeuten** – Gülle besitzt gegenüber Energiepflanzen ein deutlich vermindertes Biogasbildungspotenzial. Bei zwei baugleichen Anlagen wird durch den höheren Gülleanteil zusätzlich die Verweilzeit verkürzt, was sich zusätzlich negativ auf die Biogasausbeute auswirkt. Wird für eine reine Güllevergärung eine Verweilzeit von 20-30 Tagen als realistisch bezeichnet, muss

für die Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen etwa der dreifache Wert – also bis zu 90 Tage – angenommen werden. (MÄHNERT 2007)

Weitere indirekte Effekte einer Biogaserzeugung mit hohen Gülleanteilen können sein: höhere Methangehalte des Biogases bis etwa 60 %, höhere Schwefelwasserstoffgehalte im Rohbiogas, bessere Prozessstabilität.

5.2.6 Weitere Vergleichsanlagen

Zum Vergleich werden Daten aus den Biogas-Messprogrammen verwendet, da hier eine hohe Zahl von Anlagen mit gleichen Standards evaluiert wurde. Die Vergleichsanlagen entsprechen hinsichtlich des Substrateinsatzes den eigenen untersuchten Anlagen, zusätzlich wurden Anlagen zur ausschließlichen Vergärung von Energiepflanzen betrachtet, da davon auszugehen ist, dass Betreiber derartiger Anlagen die höchsten wirtschaftlichen Anforderungen hinsichtlich an die Biogasausbeute und Nutzenergieauskopplung stellen.

Tabelle 21 Grunddaten von Vergleichsanlagen mit hohem Gülleanteil aus dem Biogasmessprogramm I (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005).

Anlage		1-09	1-10	1-26	1-31	1-32	1-33	1-38	1-39
Inbetriebnahme	[Jahr]	2000	2002	1999	2001	2001	2000	2002	2002
Nennleistung	[kW _{el}]	85	220	75	373	806	55	250	480
Gärvolumen	[m ³]	500	2.800	1.235	2.500	8.000	200	2.500	2.600
spez. Leistung	[kW _{el} /m ³]	0,17	0,08	0,06	0,15	0,10	0,28	0,10	0,18
Verweilzeit	[d]	18	29	83	20	27	17	25	28
Raumbelastung	[kg _{OTS} /(m ³ *d)]	3,5	2,3	0,8	2,6	2,7	5,6	2,7	2,6
Anteil tier. Exkremente	[%]	97	92	94	95	93	97	99	97
Substratmenge	[t/a]	9700	33.800	5.400	41.800	101.100	4.200	34.800	32.600
Substrate	[-]	RG,RF M,FR	RG,RFM,M S,GS	RG,SG,HG, MS	RG,RFM,M S	RG,MS	RG,RFM,GS	RG,RFM,G G	RG,HTK,SM

Nachstehend werden die Anlagen des Biogasmessprogramms II aufgeführt, zunächst Anlagen mit Gülleeinsatz (Tabelle 22), danach Anlagen zur güllefreien Vergärung von Energiepflanzen (Tabelle 23).

Tabelle 22 Grunddaten der Vergleichsanlagen des Biogasmessprogramms II mit Gülleinsatz (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009).

Anlage	2-10	2-11	2-12	2-13
Inbetriebnahme [Jahr]	2005	2000	2002	2005
Nennleistung [kW_{el}]	505	48	530	200
Gärvolumen [m^3]	4.819	680	3.413	2.006
spez. Leistung [$\text{kW}_{\text{el}}/\text{m}^3$]	0,10	0,07	0,16	0,10
Verweilzeit [d]	45	40	29	52
Raumbelastung [$\text{kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$]	2,5	3,3	4,3	2,5
Substratmenge ges. [t/a]	29.700	3.700	36.100	13.000
Substrate [-]	RG,RFM,MS,GPS,KG,GS	RG,MS,KG	RG,GTK,MS,KG	RG,MS,GS,KG

Im Biogasmessprogramm II wurden Anlagen zur ausschließlichen Vergärung von Energiepflanzen betrachtet. Die Konzepte weisen starke Unterschiede bezüglich der Verweilzeit und der faulraumspezifischen Leistung auf. Dabei überschreiten 4 der 6 hier dargestellten Anlagen das von EFFENBERGER (2013) genannte Benchmark von $0,25 \text{ kg}/\text{m}^3$, den höchsten Wert erreicht dabei die BGA 2-47 mit $0,85 \text{ kg}/\text{m}^3$.

Tabelle 23 Grunddaten der Vergleichsanlagen des Biogasmessprogramms II ohne Gülleinsatz (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009).

Anlage	2-28	2-47	2-48	2-50	2-51	2-52	2-55
Inbetriebnahme [Jahr]	2005	2007	2005	2006	2006	2006	2005
Nennleistung [kW_{el}]	1.250	2.128	526	240	530	530	526
Gärvolumen [m^3]	5.450	2.496	5.626	707	881	881	2.080
spez. Leistung [$\text{kW}_{\text{el}}/\text{m}^3$]	0,23	0,85	0,09	0,34	0,60	0,60	0,25
Verweilzeit [d]	138	35	232	66	39	39	108
Raumbelastung [$\text{kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$]	2,0	9,8	1,4	4,6	8,1	8,2	3,0
Substratmenge [t/a]	14.300	23.500	8.700	3.600	8.300	8.500	7.200
Substrate [-]	MS,GPS,KG						

Im ersten Biogas-Messprogramm (BMP I) erfolgte eine grundlegende Betriebsdatenerhebung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland. Insgesamt wurden 59 Anlagen erstmal wissenschaftlich-technisch evaluiert. Die Auswahl der Vergleichsanlagen für diese Arbeit erfolgt anhand des Substrateinsatzes. Dabei sollten möglichst hohe Anteile an Rindergülle eingesetzt werden, ferner nachwachsende Rohstoffe, jedoch keine Rest- oder Abfallstoffe, wie es bei einer Vielzahl von Anlagen vor Einführung des Nawaro-Bonus mit der ersten Novellierung des EEG 2004 üblich war.

Tabelle 24 Produktionsdaten der Vergleichsanlagen aus den Biogasmessprogrammen I & II (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005, 2009).

Anlage #	el. Nennleistung (kW_{el})	th. Nennleistung (kW_{th})	Nettostrom- menge (kWh_{el}/a)	Nutzwärme- menge (kWh_{th}/a)
BMP 1-09	85	114	576.019	nb
BMP 1-10	220	213	1.756.705	nb
BMP 1-26	75	138	381.707	nb
BMP 1-31	373	356	2.050.739	nb
BMP 1-32	806	814	5.574.728	nb
BMP 1-33	55	64	364.769	nb
BMP 1-38	250	318	2.009.989	nb
BMP 1-39	480	445	2.034.584	nb
BMP 2-10	505	545	4.083.137	740.480
BMP 2-11	48	45	366.396	0
BMP 2-12	530	644	3.168.425	0
BMP 2-13	200	216	1.329.584	1.030.692
BMP 2-28	1.250	1.384	4.995.828	1.128.088
BMP 2-47	2.128	2.208	9.080.091	1.196.728
BMP 2-48	526	519	3.572.636	456.612
BMP 2-50	240	270	1.741.464	524.888
BMP 2-51	530	522	4.029.077	905.788
BMP 2-52	530	522	3.930.798	1.030.692
BMP 2-55	526	519	2.747.251	68.796

5.3 Energieflussanalyse

Die Systemgrenze umschließt die gesamte Biogasanlage, lässt aber die vor- und nachgeschalteten Prozesse wie Substratbereitstellung, Gärrestverwertung und Abgabe von Energie aus (Abbildung 13). Innerhalb der Systemgrenze wird der Betrachtungsrahmen den wesentlichen Funktionseinheiten Fermenterbeschickung, Biogasproduktion und -verwertung entsprechend modular aufgebaut. Der Aufbau wird dadurch so gehalten, dass er unabhängig von technischen Besonderheiten einer Anlage eine Vergleichsgrundlage darstellt.

Die Bestimmung der Brennwerte von Substraten und Gärrest wurde nach erfolgter Trocknung in einem Bombenkalorimeter durchgeführt. Anhand der Differenz der Brennwerte zwischen Substrat und Gärrest ist ein Rückschluss auf die maximal freigesetzte Energiemenge aus den Substraten möglich. Zusätzlich zur Messung der Brennwerte erfolgte eine Gasertragsmessung bzw. Restgaspotenzialbestimmung nach VDI 4630. Im Gegensatz zu Laborreaktoren kann bei großtechnischen Anlagen oftmals keine genaue Angabe zur tatsächlich angefallenen Gärrestmenge gemacht werden. Da die Biogasproduktion mit einer Reduktion der organischen Trockensubstanz um etwa 70-75 % im Fermenter einhergeht, die sich mit zunehmendem Trockensubstanzgehalt (z.B. bei der Monovergärung von Maissilage) stärker ausprägt, kann ein Vergleich zwischen Substrat und Gärrest nur dann sinnvoll sein, wenn die substratäquivalente Gärrestmenge bekannt ist. Ohne Kenntnis des genauen Mengenverhältnisses zwischen Substrat und Gärrest kann keine exakte Aussage zum Abbau- bzw. Ausnutzungsgrad erfolgen. Nach WEIßBACH (2009) eignet sich die Aschemenge zur Normierung der TS-Gehalte und somit folglich auch für die Berechnung der abgebauten Organik (vgl. Abbildung 21, S. 57) und damit zur Angabe eines energetischen Abbaugrades. Da die Bestimmung von Trockensubstanz und organischer Trockensubstanz ohnehin im Rahmen der Substrat- und Gärrestcharakterisierung erfolgt, muss für den Erhalt eines Normierungsfaktors kein zusätzlicher analytischer Aufwand betrieben werden. Die Bilanzierung bildet den Biogaserzeugungs- und -nutzungsprozess in vier Schritten ab. Der erste Schritt wird durch die Bilanzkreise gemäß der in Abbildung 13 gezeigten Systemgrenzen vollzogen, der zweite Schritt erfolgt durch Erfassung der Anlagentechnologie, dem Konzept und der den

Betrieb charakterisierenden Eingangsgrößen. Diese werden im dritten Schritt zur Berechnung von Jahresbilanzen herangezogen und zuletzt visualisiert.

5.3.1 Energieflüsse der Biogasanlage 1

Die Auswertung der Anlagenbilanzierung ergibt ein stark differenziertes Bild. Die BGA 1 zeigt hierbei den vergleichsweise geringsten Nutzungsgrad mit 19,3 % (Abbildung 33). Besonders auffällig ist hier das sehr hohe Restgaspotenzial, welches etwa 34 % des theoretischen Methanpotenzials mit dem Gärrest ungenutzt ableitet. Da es sich um eine einstufige Anlage handelt, könnte der Mangel durch den Bau eines gasdichten Gärrestlagers/Nachgärers behoben werden. Die produktionsseitigen Verluste – beispielsweise aus dem Fackelbetrieb - betragen rechnerisch 11,9 %, die Wärmenutzung beschränkt sich auf die Beheizung von Sozialgebäuden und wäre daher nicht als zusätzlicher Anreiz für die Aufrüstung der Anlage zu sehen. Die Konversionsseite zeigt keine Notwendigkeit für einen technischen oder organisatorischen Eingriff. Die Eigenbedarfe sind im Vergleich zu den anderen beiden Anlagen und der Tatsache, dass der hohe Gülleanteil für einen entsprechenden Wärmebedarf sorgt, nicht auffällig. Zwar wäre ein weiterer Ausbau der Wärmenutzung anlagenseitig noch möglich, scheitert aber an einem Mangel an Wärmenutzungsoptionen. Ein besserer Nutzungsgrad wäre daher in erster Linie durch die Installation eines BHKW mit höherem elektrischem Wirkungsgrad umsetzbar, diese Maßnahme ist aber im Gesamtsystem vor Ort schwer umsetzbar.

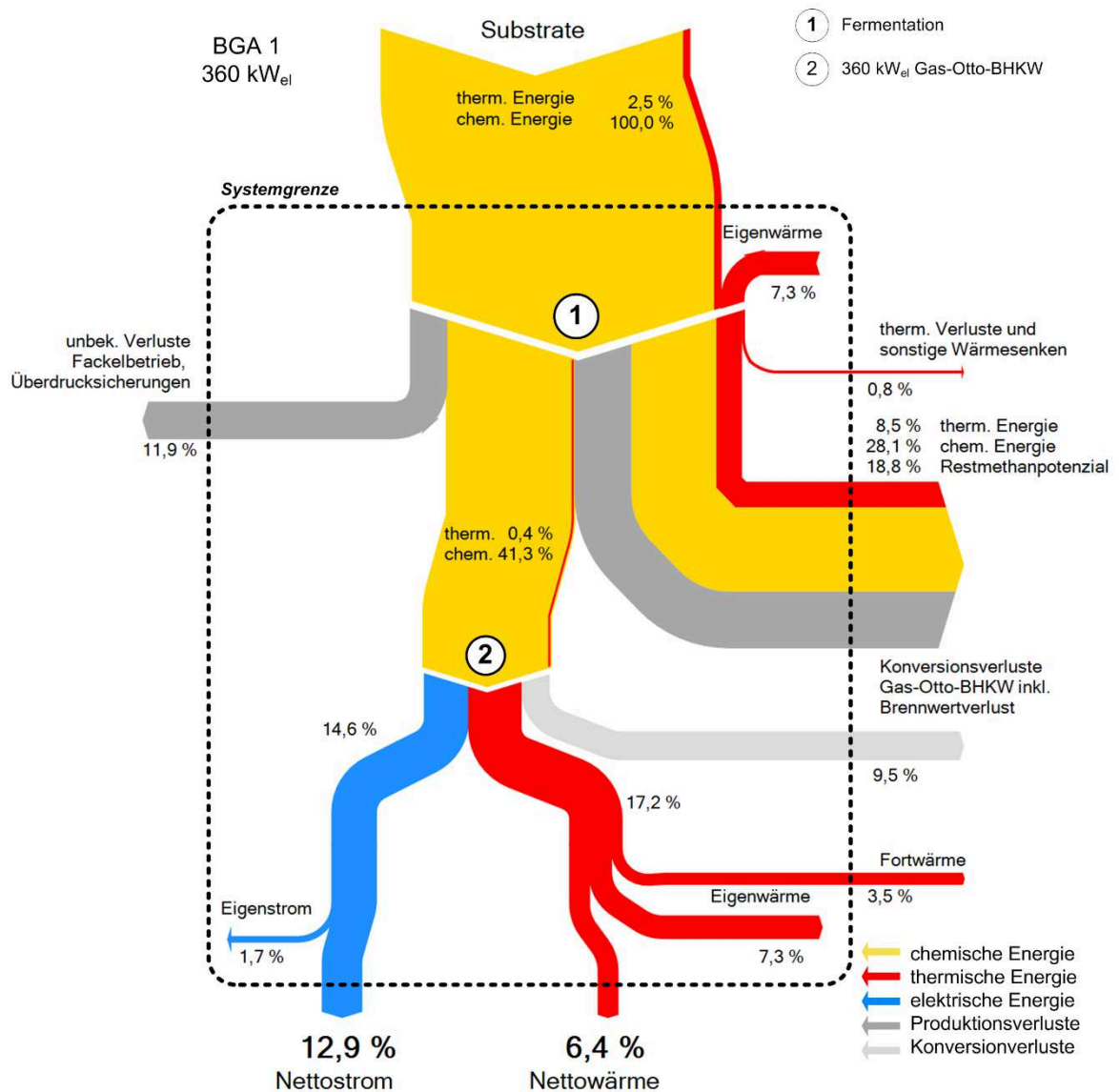


Abbildung 33 Energieflüsse einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit einem Einzel-BHKW bei einer Leistung von 360 kW_{el}.

5.3.2 Energieflüsse der Biogasanlage 2

Der Substratnutzungsgrad der BGA 2 stellt sich im Vergleich zu den beiden anderen BGA mit 65,7 % am besten dar (Abbildung 34). Mit Blick auf die baugleiche BGA 3 ist er geringfügig besser, was in erster Linie auf geringere Verluste zurückzuführen ist. Ob die Ursachen dafür technischer oder organisatorischer Natur sind und ob sie überhaupt dem Einfluss des Anlagenbetreibers unterliegen, beispielsweise bei einer Fernabschaltung, kann nicht beurteilt werden. Obwohl das Restgaspotenzial geringer ausfällt, ist die gesamte im Gärrest enthaltene chemische Energie etwa auf einem der BGA 3 ähnlichen

Niveau (27,8 %) was somit als eine etwas schlechtere Abbauleistung der BGA 2 in Folge schlechterer Substratqualitäten gedeutet werden kann. Da der Anteil der Fortwärme der und Konversionsverluste sehr hoch ausfällt und nur 0,2 % des Energiepotenzials für Heizzwecke genutzt werden, kommt die Anlage auf eine Gesamteffizienz von 21,6 % und liegt damit nicht wesentlich über dem Ergebnis der BGA 1. Damit weist die Abwärmenutzung dieser Anlage das höchste Optimierungspotenzial auf. Dass die Umsetzung von Wärmenutzungskonzepten immer auf den Einzelfall bezogen bleibt, belegen diverse Studien (LUBE 2007; WINTERBERG et al. 2012; Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V. 2007; EFFENBERGER et al. 2008).

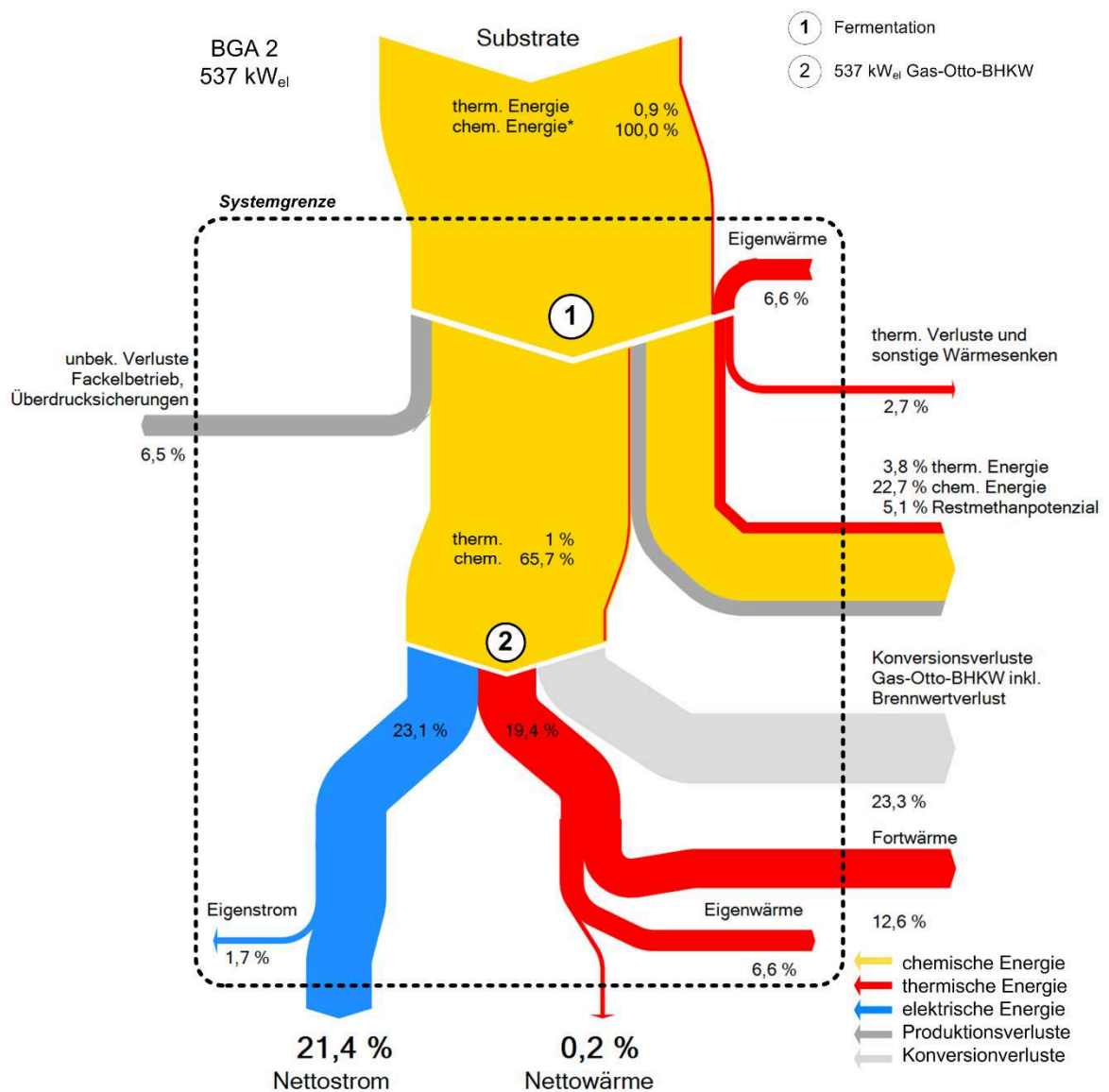


Abbildung 34 Energieflüsse einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit einem Einzel-BHKW bei einer Leistung von 537 kW_{el}.

5.3.3 Energieflüsse der Biogasanlage 3

Die BGA 3 setzt zur Konversion neben einem Gas-Otto-Motor auch ein Zündstrahlaggregat ein. Dadurch teilt sich der Energiefluss des Biogases, entsprechend der jährlichen Volllaststundenzahl etwa im Verhältnis 1/3 (Zündstrahl) zu 2/3 (Gas-Otto) was auch in etwa der installierten Leistung der Aggregate entspricht. Insgesamt können 62,1 % der chemischen Substratenergie an die Konversionsaggregate abgegeben werden, weitere 27,6 % verbleiben im Gärrest. Da ein sehr hoher Wärmenutzungsgrad über den gesamten Jahresverlauf erzielt wird, kann der Anlage eine gute Substratausnutzung bestätigt werden. Der Nutzungsgrad liegt - abzüglich des Zündölanteils - bei 39,7 % der eingesetzten chemischen Substratenergie. Da die Wärmenutzung ausgeschöpft ist, müssen Optimierungsmaßnahmen früher ansetzen und auf eine Reduktion der Verluste und höhere Abbaugrade zielen. Ob entsprechende Maßnahmen energetisch positiv zu bewerten sind, ließe sich sehr leicht mit einer erneuten Bilanzierung nach Durchführung der Maßnahme überprüfen. Der in diesem Zusammenhang häufiger verwendete Begriff des Repowering lässt sich demnach sehr einfach präzisieren, wenn die Verbesserung der thermischen und elektrischen Nutzungsgrade der Anlage bewertet wird.

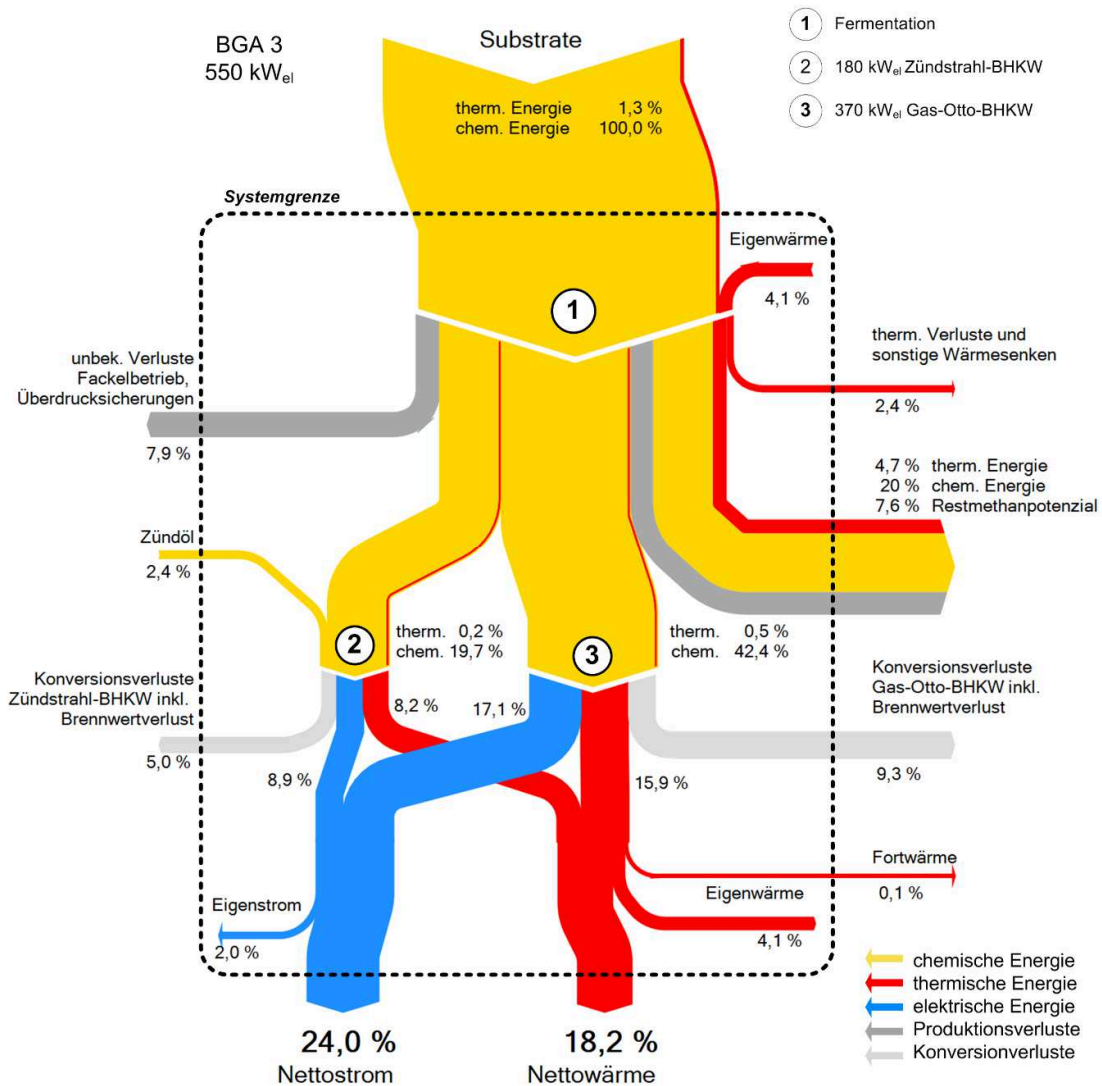


Abbildung 35 Energieflüsse einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit zwei BHKW- einem Zündstrahlmotor 180 kW_{el} und einem Gas-Otto-Motor mit 370 kW_{el} – die Gesamtleistung beträgt 550 kW_{el}. Die Abwärme wird fast vollständig an einem benachbarten Landwirtschaftsbetrieb abgegeben.

5.3.4 Energieflüsse der Biogasanlage 4

Der Aufbau der BGA 4 ist mit der BGA 3 annähernd identisch. Sie setzt einen Gas-Otto-Motor und ein Zündstrahlaggregat ein. Dadurch teilt sich der Energiefluss des Biogases auch in fast gleichen Verhältnis auf die beiden Aggregate auf. Insgesamt können 59,6 % der chemischen Substratenergie an die Konversionsaggregate abgegeben werden. Gegenüber der BGA 3 fallen rechnerisch geringere Verluste von 1,2 % bei der Biogasproduktion an, was durch das höhere Energiepotenzial im Gärrest von 38,2 % kompensiert wird. Anders als die BGA 3 stehen nur kleinere Wärmesenken zur Verfügung,

die eine Abwärmenutzung auf deutlich geringem Niveau erlauben. Der Nutzungsgrad liegt - abzüglich des Zündölanteils - bei 20,8 % der eingesetzten chemischen Substratenergie.

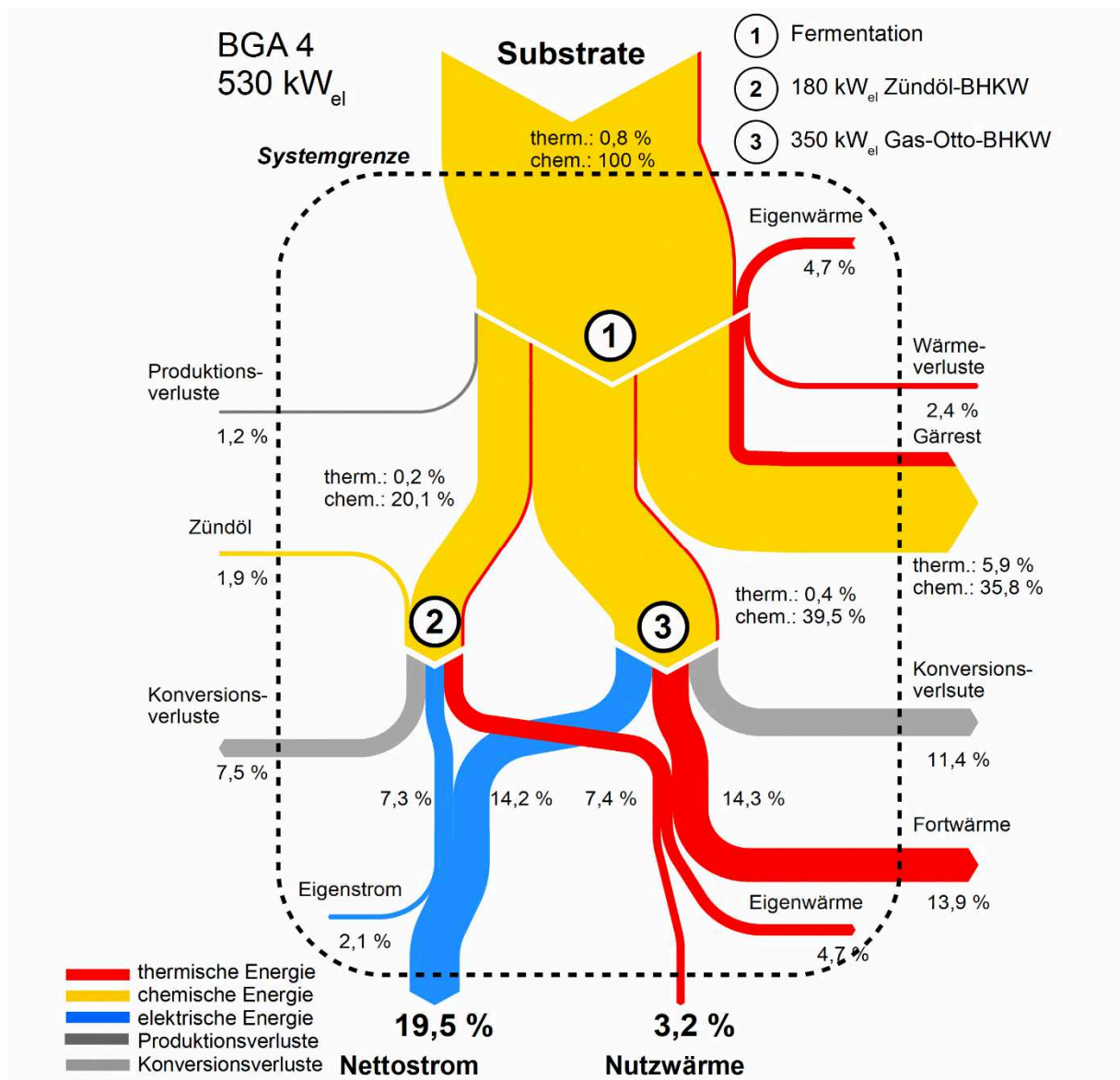


Abbildung 36 Energieflüsse der BGA 4 mit zwei BHKW- einem Zündstrahlmotor 180 kW_{el} und einem Gas-Otto-Motor mit 350 kW_{el} – die Gesamtleistung beträgt 530 kW_{el}. Die Abwärme wird fast im Gegensatz zur BGA 3 in deutlich geringerem Umfang genutzt.

5.3.5 Vergleich der Energieflüsse

Die Berechnungen zeigen, dass die Anlagen konzeptabhängig einen Konversionswirkungsgrad von 41,3 bis 65,8 % im Jahresmittel aufweisen. Diese Kennzahl kann als Maß für die biologische Effizienz der Anlage gesehen werden. Ähnliche Betrachtungen von SUTTER (2013) kommen zu deutlich höheren

Konversionswirkungsgraden von 76,1 bis 81,8 % bei ausschließlichem Einsatz von Energiepflanzen. Betrachtet man einzelne Betriebsmonate der untersuchten Anlagen, wird deutlich, dass insbesondere bei der BGA 3 Konversionswirkungsgrade von mehr als 70 % möglich sind. Der energetische Abbaugrad bestätigt dies, er liegt bei 72,4 %, berücksichtigt dabei aber auch die Wärmetönung des Prozesses. Die Wärmeflüsse innerhalb der Anlagen sind komplex da verschiedene Quellen und Senken auftreten, die einen kaum zu quantifizierenden Einfluss haben. Als Beispiel sind hier die Dissipation von Wärme durch Rührwerke aber auch Wärmeverluste zu nennen. Ebenso ist der Anteil und Verbleib der thermischen Energie im Biogas relativ unsicher, da die Wärmekapazität von Biogas stark durch den Feuchteanteil beeinflusst wird und Einrichtungen zur Gaskühlung und Entfeuchtung teils sehr ineffektiv arbeiten und somit eine Verortung der Wärmeverluste verhindern. Der substratbezogene Nutzungsgrad der hier betrachteten Gesamtsysteme beträgt zwischen 19,1 und 39,7 %. Der letztgenannte Wert stellt bereits eine hohe Wärmenutzung, mittlere Restgaspotenziale und Gasverluste dar und kann somit für das gezeigte Anlagen- und Substratkonzept als guter Wert eingeordnet werden. In Abhängigkeit des verwendeten Anteils leicht abbaubarer Substrate fallen der Abbaugrad, und damit auch der Netto-Nutzungsgrad, noch deutlich höher aus. Die dargestellten Werte stellen Jahresmittelwerte dar, die in Abhängigkeit betrieblicher Ereignisse und schwankender Substratqualitäten für einzelne Betriebsjahre voneinander abweichen können.

5.3.6 Modellierung der Energieflüsse einer Anlage mit 500 kW_{el} bei variablen Substratanteilen

Um den Einfluss der Substratkonzepte auf die Energiebilanz zu untersuchen, wurden basierend auf der BGA 2 Energiebilanzen für Anlagenkonzepte mit 500 kW_{el} bei steigendem Maisanteil gerechnet. Als Substrate werden ausschließlich Maissilage und Rindergülle mit Futterresten eingesetzt. Die Abschätzung der erforderlichen Substratmengen erfolgte mit Hilfe des Biogas-Rechners des KTBL, wobei eine theoretische

Auslastung der von 8.760 h/a angenommen wurde¹⁰. Alle Anlagen erreichen eine einheitliche Vollaststundenzahl von 8.000 h/a und entsprechende Strom- und Wärmeausbeuten. Die Wärmenutzung wurde einheitlich mit 12 % der Bruttowärmemenge angenommen. Diese relativ geringe Wärmenutzung entspricht der gängigen Praxis, wenn es sich um eine Hofbiogasanlage handelt. Sie kann auch bei hohen Gülleanteilen im Regelfall noch problemlos ausgekoppelt werden.

Tabelle 25 Konstante Strom- und Wärmeproduktion der Modellanlage bei Variation der Substratanteile für Rindergülle und Maissilage.

Gülleanteil [%]	0	30	50	70	90	100
el. Nennleistung [kW]	500	500	500	500	500	500
th. Nennleistung [kW]	538	538	538	538	538	538
Bruttostrom [kWh/a]	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000
Nettostrom [kWh/a]	3.680.000	3.680.000	3.680.000	3.680.000	3.680.000	3.680.000
Bruttowärme [kWh/a]	4.149.378	4.149.378	4.149.378	4.149.378	4.149.378	4.149.378
Nutzwärme [kWh/a]	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000

Die Modellanlage setzt folgende Jahresmengen an Maissilage und Rindergülle ein.

Tabelle 26 Unterschiedliche Substratmengen einer 500 kW_{el} Biogasanlage bei Gülleanteilen von 0-100 %. Die Substratleistung wird auf der Basis der Richtwerte für den Brennwert (vgl. S. 89) berechnet.

Anteil [%]		Menge [t/a]		Eigenenergiebedarf [%]		Substratleistung [kW]
Gülle	Mais	Gülle	Mais	Strom	Wärme	gesamt
0	100	0	9.750	8	15	1.974
30	70	3.950	9.160	8	20	2.070
50	50	8.490	8.490	8	25	2.183
70	30	16.900	7.230	8	40	2.387
90	10	37.500	4.170	8	50	2.892
100	0	65.450	0	8	55	3.578

Die Unterschiede im Eigenstrombedarf wurden vernachlässigt, für den Eigenwärmebedarf wurden mit steigendem Gülleanteil Wärmebedarfe von 15 bis 55 % angenommen. In der Praxis werden Anlagen mit hohem Gülleanteil je nach Vorlagerung und Verweilzeit im

¹⁰ Der KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas passt die erforderliche BHKW-Leistung auf Basis der Eingabe von Vollbenutzungsstunden an. In der Praxis wird ein Anlagenbetreiber die Biogaserzeugung nicht in diesem Maß auf die Auslastung des BHKW abstimmen können. Zudem besteht die Gefahr einer Unterversorgung mit Inputstoffen, auf die der Autor im Rahmen seiner Tätigkeit bei der fachlichen Bewertung von Biogasanlagenkonzepten vielfach hingewiesen hat.

beheizten System teilweise auch deutlich höhere Eigenwärmebedarfe aufweisen, der Eigenstrombedarf wird hingegen deutlich weniger durch das Substratkonzept beeinflusst. Der Effekt auf den Nutzungsgrad ist zudem gering, er wird im Regelfall im niederen Nachkommastellenbereich variieren. In den Berechnungen wird ferner davon ausgegangen, dass die verfügbare Wärme einer vollständigen Nutzung zugeführt wird. Für die berechneten Anlagenmodelle mit der 30 %, 70 % und 100 % Maissilage werden die Energieflüsse im Sankeydiagramm nachfolgend dargestellt.

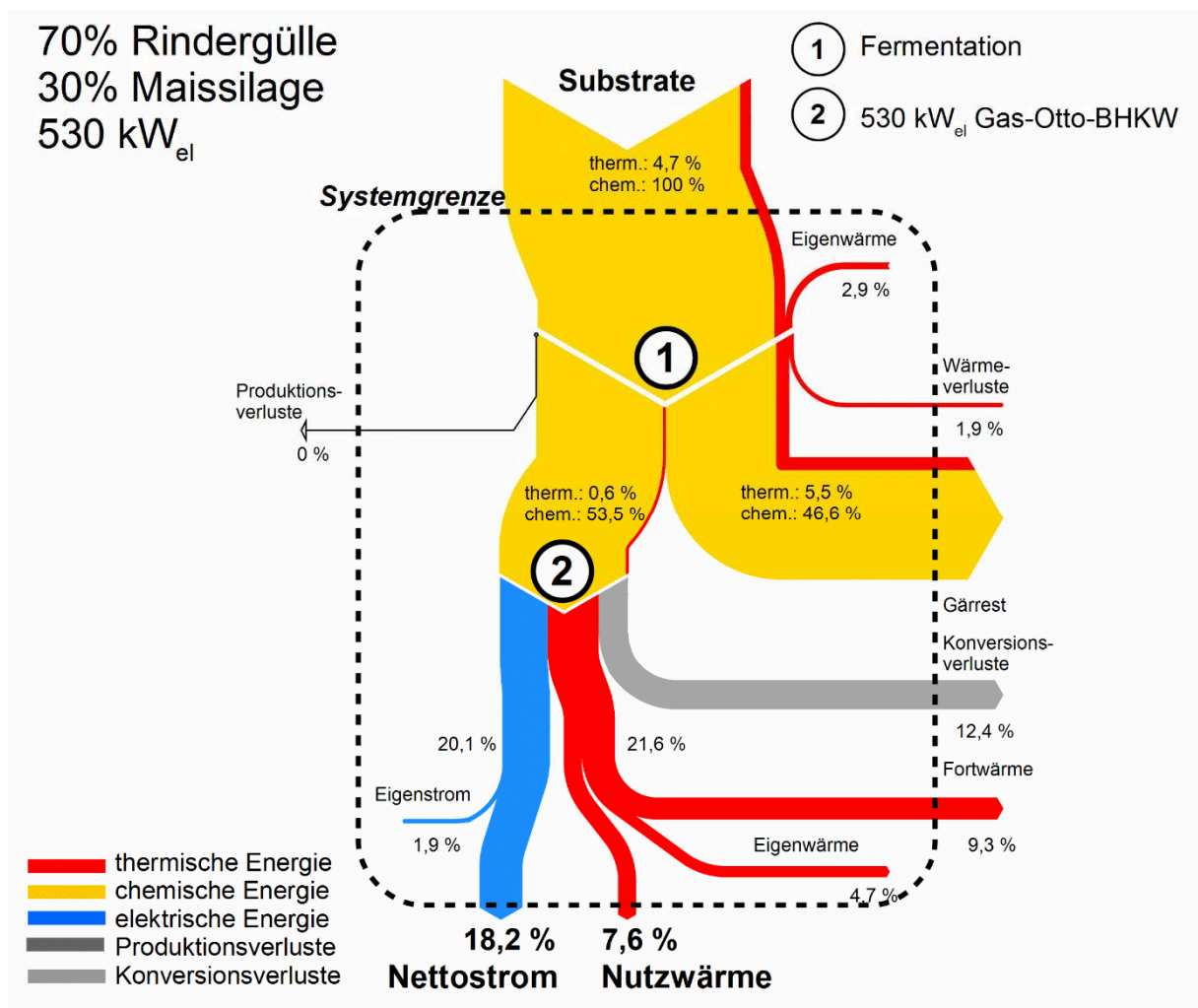


Abbildung 37 Modell für ein Energieflussbild auf Basis von 70 % Rindergülle und 30 % Maissilage.

Das Anlagenmodell mit 70 % Gülleanteil erreicht etwas schlechtere Nettostromausbeuten von 18,2 % gegenüber 21,4 % der BGA 2. Mit einem Nutzwärmeanteil von 7,6 % summiert sich der Nutzungsgrad auf 25,8 %. Die Fortwärme zeigt dabei noch erhebliche überschüssige Wärmemengen an, so dass der Nutzungsgrad durch verbesserte

Wärmenutzung bis auf maximal 35,1 % gesteigert werden könnte. Der ungenutzte Energieanteil im Gärrest fällt mit 46,6 % aufgrund des Gülleanteils relativ hoch aus und ist fast identisch mit der BGA 1 von 46,9 %, welche im Regelfall mit einem Gülleanteil von ~90 % betrieben wird.

Die Verluste an ungenutztem Energiepotenzial im Gärrest reduzieren sich erwartungsgemäß bei 30 % Gülleanteil deutlich. Da die gesamte zugeführte Energie in den Inputstoffen ebenfalls reduziert wird, ergeben sich relativ ansteigende Konversionsverluste.

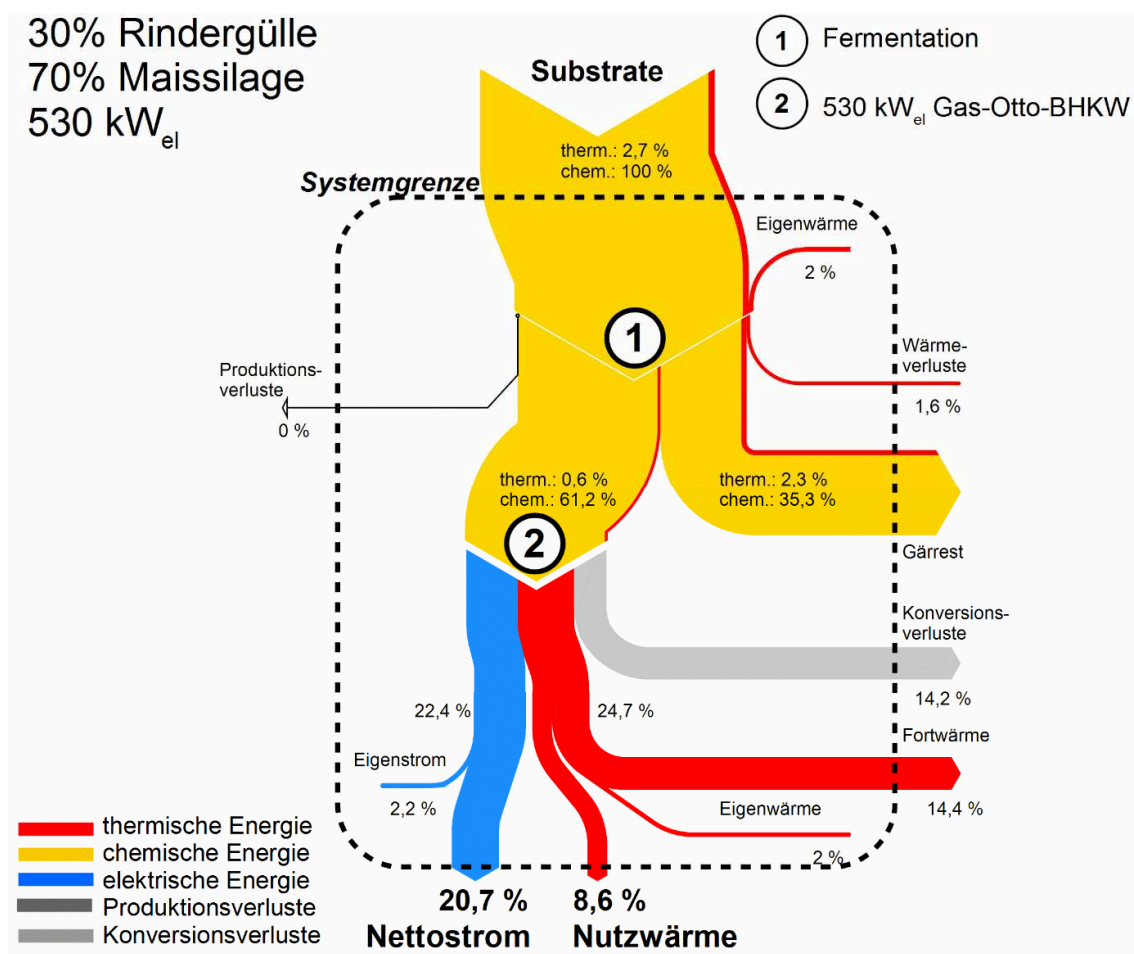


Abbildung 38 Modell für ein Energieflussbild auf Basis von 30 % Rindergülle und 70 % Maissilage.

Der Nutzungsgrad steigt auf 29,3 % an, durch den geringeren Eigenwärmebedarf wären höhere Nutzungsgrade bis maximal 43,7 % möglich. Damit übertrifft das Modell die in der Praxis festgestellten Nutzungsgrade der BGA 3.

Das Modell zur Monofermentation von Maissilage zeigt die höchsten Nutzungsgrade aller betrachteten Anlagen.

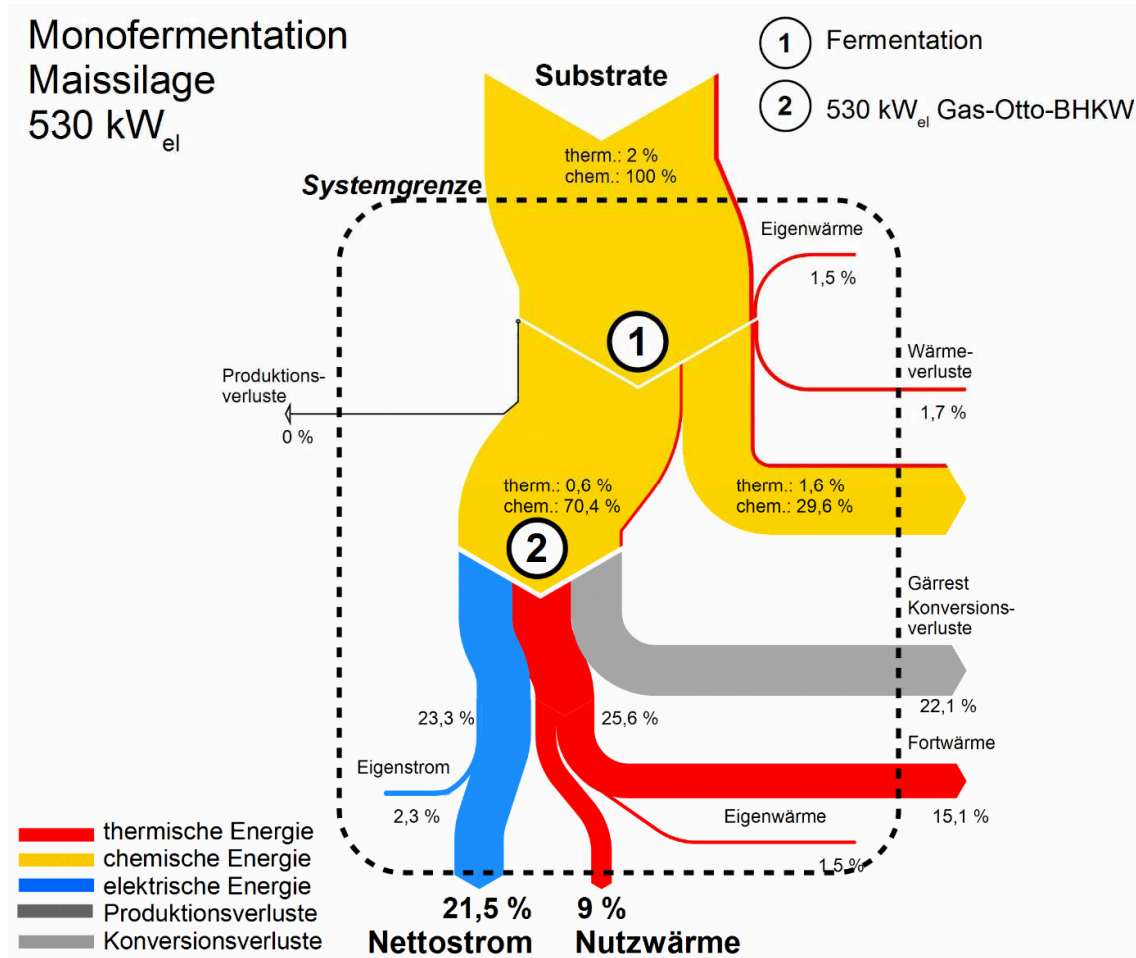


Abbildung 39 Modell für ein Energieflussbild auf Basis von 100 % Maissilage.

In der Summe sind die erreichten Nutzungsgrade der Monofermentation mit 30,5 % und maximal 46,6% bei vollständiger Wärmeauskopplung jedoch nur geringfügig höher als bei dem Modell mit 30 % Gülleanteil. Ob diese Werte in der Praxis erreicht werden können ist fraglich, da Monofermentationsanlagen für Energiepflanzen mehrere Faktoren aufweisen, die Auswirkung auf die Energiebilanz haben können:

- Die biologische Stabilität von Anlagen zur Monofermentation weisen eine Tendenz zur Akkumulation organischer Säuren auf und erzielen teilweise geringere spezifische Gasausbeuten als Cofermentationsanlagen (OHLY 2006; GEHRIG 2007; MÄHNERT et al. 2007). Viele Anlagenbetreiber dosieren zur Verbesserung von

Stabilität und Abbauleistung Spurenelementmischungen, die mit zusätzlichen Kosten verbunden sind.

- Die Energiepflanzen müssen direkt in den Fermenter dosiert werden, dadurch entfällt die Vermischung und Homogenisierung der Substratmischung.
- Konzeptbedingt werden Monofermentationen tendenziell mit einem höheren Trockensubstanzgehalt im Fermenter betrieben. Dadurch steigen die Anforderungen an Pump- und Rührtechnik stark an.
- Ökonomisch betrachtet kann es sinnvoll sein, weniger Inputstoffe mit mehr Energieeinsatz umzusetzen, da das gesamte Inputmaterial mit Produktionskosten behaftet ist.

5.4 Bilanzierung auf Basis des Brennstoffausnutzungsgrades

5.4.1 Anwendung auf die untersuchten Anlagen

Das Modell des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades wird auf vier Biogasanlagen der Region Westsachsen angewendet. Alle Anlagen sind direkt an landwirtschaftliche Betriebe angegliedert und setzen als Hauptsubstrat Rindergülle ein. Als weiteres ertragsbestimmendes Substrat kommt Maissilage zum Einsatz, ferner werden andere Energiepflanzen in veränderlichen Anteilen vergoren. Der Aufbau ist bei drei von vier Anlagen im Prinzip identisch, die Biogaserzeugung besteht aus Hauptfermenter, Nachgärer und Gärrestlager, sie unterscheiden sich hauptsächlich durch Anzahl und Typ der Konversionsaggregate. Die vierte Anlage besteht auf der Produktionsseite aus einem Hauptfermenter, die Gärrestlager sind hier als offene Becken ausgeführt. Die BGA 1 und 2 verfügen über jeweils ein Gas-Otto-BHKW, während BGA 3 und 4 eine Kombination von Zündstrahl- und Gas-Otto-BHKW betreiben. Das eingesetzte Zündöl (Heizöl EL) wird der Substratleistung zugerechnet. Die Zündölanteile an der Stromproduktion betragen im langjährigen Mittel einer untersuchten Anlage (BGA 4) circa 3,5 %. Die Anwendung des Berechnungsmodells erfolgt exemplarisch für ein volles Betriebsjahr. Wartungsintervalle, Ausfälle, saisonale Substratumstellungen und Änderungen der Wärmeabnahme wirken sich dementsprechend auf die Kapazitätzahl und die Arbeitsausnutzung aus. Die

Berechnung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades erfolgt auf Basis der nutzbar abgegebenen Energien, zudem werden Netto- und Bruttoenergieausbeuten berechnet.

Tabelle 27 Biogasanlagenkenndaten sowie Brutto-, Netto- und Nutzenergieauskopplung im Vergleichszeitraum $T_N = 1a$

Grunddaten	BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4
P_N [kW]	360	537	550	530
\dot{Q}_N [kW]	427	452	556	550
P_{FM} [kW]	2.225	2.098	2.048*	2.248*
$\sum m_{NawaRo}$ [t]	3.600	8.883	7.172	7.363
$\sum m_{Exkremente}$ [t]	35.552	8.460	15.425	10.400
$(P_N + \dot{Q}_N) * T_N$ [kWh]	6.889.930	8.662.465	9.668.560	9.460.800
$W_{el,brutto}$ [kWh]	2.653.853	4.459.743	4.341.640	4.390.713
$W_{el,netto}$ [kWh]	2.343.086	4.137.953	3.977.647	4.039.456
Q_{brutto} [kWh]	3.122.180	3.747.683	4.377.120	4.556.400
Q_{netto} [kWh]	2.520.235	2.863.484	3.549.502	3.417.300
Q_{nutz} [kWh]	1.161.945	37.872	3.291.181	640.634
Bruttoenergieausbeute				
K [-]	0,35	0,47	0,54	0,48
$n_{A,brutto}$ [-]	0,84	0,95	0,90	0,95
$\bar{\omega}_{brutto}$ [-]	0,296	0,447	0,486	0,454
Nettoenergieausbeute				
K [-]	0,35	0,47	0,54	0,48
$n_{A,netto}$ [-]	0,71	0,81	0,78	0,79
$\bar{\omega}_{netto}$ [-]	0,249	0,381	0,420	0,379
Brennstoffausnutzungsgrad				
K [-]	0,35	0,47	0,54	0,48
n_A [-]	0,51	0,48	0,75	0,49
$\bar{\omega}_{BGA}$ [-]	0,180	0,227	0,405	0,238

* Zündöleinsatz berücksichtigt

Die vier Anlagen weisen mittlere Bruttoenergieausbeuten von 0,296 bis 0,486 auf. Es kann also maximal knapp die Hälfte des zugeführten Primärenergiepotenzials in die Zielenergien Strom und Wärme überführt werden. Dabei wird deutlich, dass die BGA 1 mit dem höchsten Gülleanteil die geringste Kapazitätzahl erreicht. Ein Zusammenhang zwischen dem substratabhängigen Biogasertrag und einer niedrigen Kapazitätzahl ist naheliegend, was letztlich den Einsatz hoher Güllemengen in Biogasanlagen systematisch benachteiligt. Der praktische Vergleich der BGA 3 und 4 zeigt aber, dass bei Betrachtung der Bruttoenergieausbeutegrade daraus keine eindeutige Regel abgeleitet werden kann. Die beiden BGA zeigen auch auf, welchen Einfluss der Grad der Wärmenutzung auf den mittleren Brennstoffausnutzungsgrad haben kann. Da die BGA 3 fast die gesamte verfügbare Abwärme abgibt, ist die Differenz zwischen Nettoenergieausbeute und

mittlerem Brennstoffausnutzungsgrad gering. Um die Betriebsergebnisse der Anlagen einordnen zu können, wurden insgesamt 12 BGA mit ähnlichem Substratspektrum aus den Biogasmessprogrammen I & II gleichermaßen bilanziert (vgl. Kap. 5.2.6). Die elektrische Nennleistung der Anlagen weist Werte zwischen 48 und 806 kW auf. Für die Anlagen aus dem ersten Messprogramm wurde keine Nutzwärmemenge dokumentiert, mit entsprechenden Auswirkungen auf den mittleren Brennstoffausnutzungsgrad. Die Ergebnisse der vergleichenden Betrachtung lassen sich auf Basis der folgenden Abbildung darstellen.

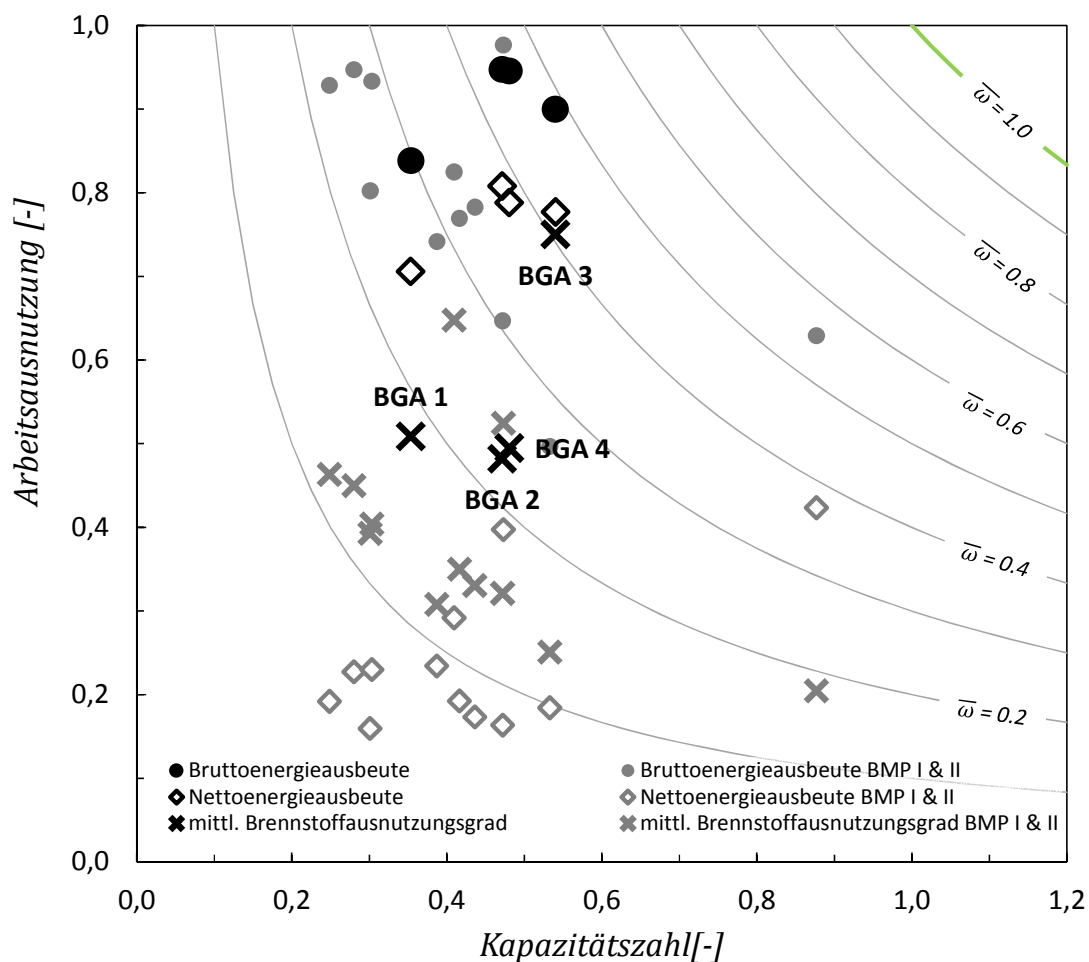


Abbildung 40 Brennstoffausnutzungsgrade der vier untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlagen (schwarz) im Vergleich mit ähnlichen Biogasanlagen der Biogasmessprogramme I und II (grau) (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005, 2009).

Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad der untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlagen beträgt zwischen 0,180 und 0,405, im Vergleich zu 0,119 bis 0,265 bei ähnlichen Anlagen der Biogasmessprogramme I & II. Die tendenziell älteren und einfacher

konstruierten BGA des ersten Messprogramms weisen durchgehend Brennstoffausnutzungsgrade von weniger als 0,2 auf, obwohl die Brutto-Arbeitsausnutzung teils sehr hohe Werte bis 0,977 annimmt. Hauptsächlich ist dies auf fehlende Wärmenutzungen zurück zu führen. Die mit Gülleanteil betriebenen Anlagen des zweiten Messprogramms zeigen mittlere Brennstoffausnutzungsgrade bis 0,265. Reine Nawaro-Anlagen erreichen auf Basis von Daten von 7 Biogasanlagen aus dem Biogasmessprogramm II Werte zwischen 0,232 und 0,348, die Bruttoenergieausbeute kann Werte von 0,598 (BMP 2/51) erreichen, obwohl die Anlage das Leistungsbenchmark nach EFFENBERGER (2013) mit einem Wert von $0,6 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{m}^3$ deutlich überschreitet .

Somit liegen die betrachteten BGA bezüglich des Brennstoffausnutzungsgrades - mit Ausnahme der BGA 3 - im Erwartungsbereich. Das Bild bestätigt sich bei Betrachtung der Kapazitätsszahlen, die mit einer Ausnahme im Bereich zwischen 0,25 und 0,53 liegen. Der hohe Wert einer BGA von 0,88 (BMP 1/26) deutet in Kombination mit der geringen Arbeitsausnutzung auf erhebliche technische und biologische Leistungsreserven der Anlage hin. Diese Vermutung wird durch die höchste Bruttoenergieausbeute aller betrachteten BGA von 0,553 gestützt.

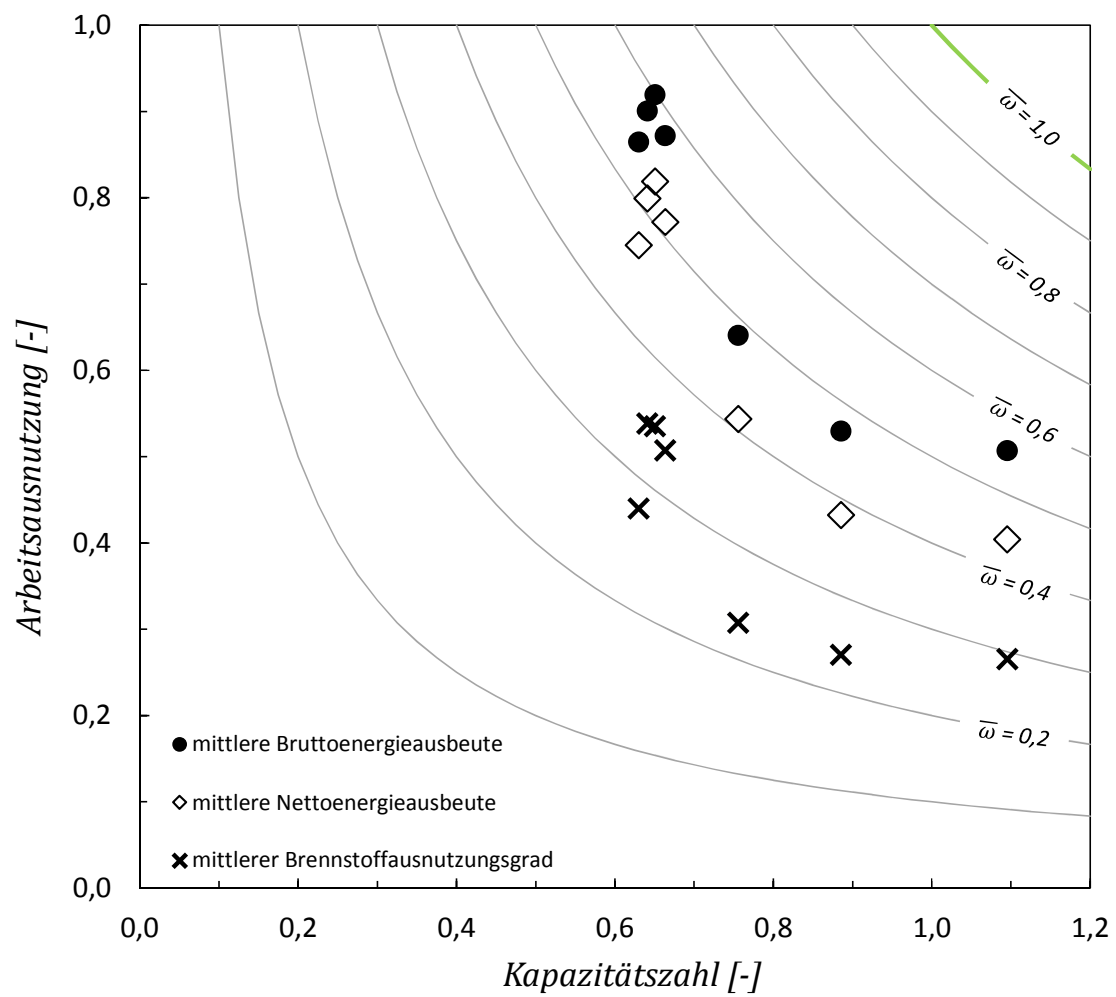


Abbildung 41 Brennstoffausnutzungsgrade von Anlagen zur güllefreien Vergärung von Energiepflanzen aus dem Biogasmessprogramm II.

5.4.2 Änderung des Brennstoffausnutzungsgrades über mehrere Betriebsjahre

Für den Vergleich von mehreren Betriebsjahren wurde die BGA 4 im Zeitraum von 2007 bis 2014 bilanziert. In der nachfolgenden Tabelle sind die Nutzenergiebilanzen dargestellt.

Tabelle 28 Aggregierte Nutzenergiebilanzen der BGA 4 im Betriebszeitraum 2007-2014. Den Berechnungen liegen Monatsbilanzen für den Substrateinsatz, sowie Strom- und Wärmeauskopplung zugrunde.

Jahr	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
el. Nennleistung [kW]	530	530	530	530	530	530	530	530
th. Nennleistung [kW]	550	550	550	550	550	550	550	550
Substratleistung [kW]	1.502	1.619	1.945	2.247	2.312	2.279	1.943	2.145
Nettostrommenge [kWh]	3.869.041	4.014.748	4.026.669	4.039.456	3.925.746	3.977.039	3.535.548	3.687.001
Nutzwärmemenge [kWh]	434.998	598.171	465.026	640.634	560.087	679.255	553.814	540.515
Kapazitätzahl K [-]	0,72	0,67	0,56	0,48	0,47	0,47	0,56	0,50
theor. el.+ th. Arbeit [kWh]	9.460.800	9.486.720	9.460.800	9.460.800	9.460.800	9.486.720	9.460.800	9.460.800
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,45	0,49	0,47	0,49	0,47	0,49	0,43	0,45
mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad	0,327	0,324	0,264	0,238	0,222	0,233	0,240	0,225
Strombezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,41	0,42	0,43	0,43	0,41	0,42	0,37	0,39
Wärmebezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,05	0,06	0,05	0,07	0,06	0,07	0,06	0,06
Stromausbeute	0,294	0,282	0,236	0,205	0,194	0,199	0,208	0,196
Wärmeausbeute	0,033	0,042	0,027	0,033	0,028	0,034	0,033	0,029

In den ersten beiden Betriebsjahren wurde auf den Gülleeinsatz verzichtet, stattdessen wurde in sehr geringem Umfang Stallmist eingesetzt. In den Folgejahren wurde der Stallmist fortgelassen und bis zu 12.000 t Gülle pro Jahr zusätzlich in die Anlage gefahren, ohne dass sich die zugeführte Menge an Energiepflanzen deutlich verändert hat. Dadurch erhöht sich die Substratleistung von anfänglich 1.502 kW (2007) auf bis zu 2.312kW (2011) und verringert sich dann auf 2.145 kW in 2014. Die Ausnutzungsgrade werden in der nachfolgenden Abbildung grafisch dargestellt.

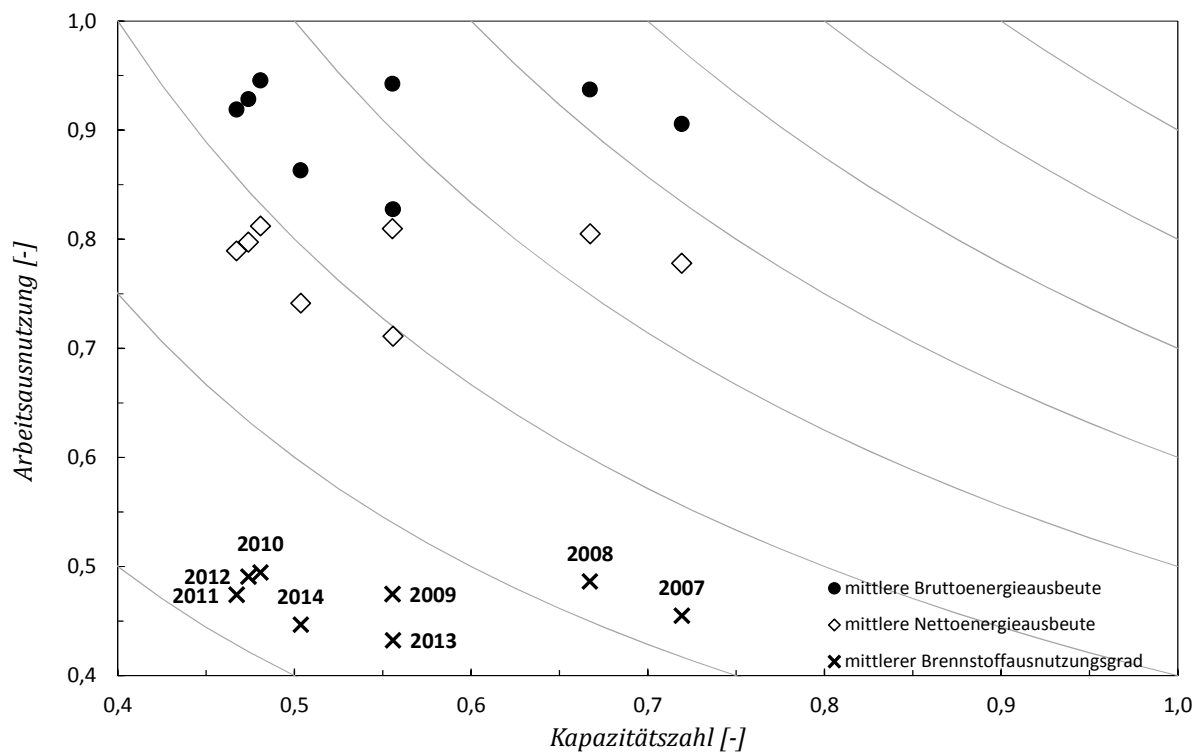


Abbildung 42 Veränderung der Kapazitätzahl und Anlagenausnutzung bei brutto-, netto- und nutzenenergiebezogene Betrachtung der Brennstoffausnutzungsgrade in den Betriebsjahren 2007-2014.

Das im Lauf der Zeit veränderte Fütterungsregime wirkt sich direkt auf die Kapazitätzahl aus, die von 0,72 auf 0,56 absinkt. Gleichzeitig bleibt die Arbeitsausnutzung der Nutzenergie mit Werten von anfänglich 0,45 und 0,43 am Ende der Betrachtungsperiode relativ konstant. Der Verlauf der mittleren Brennstoffausnutzungsgrade und der Strom- und Wärmeausbeute ist nachfolgend dargestellt.

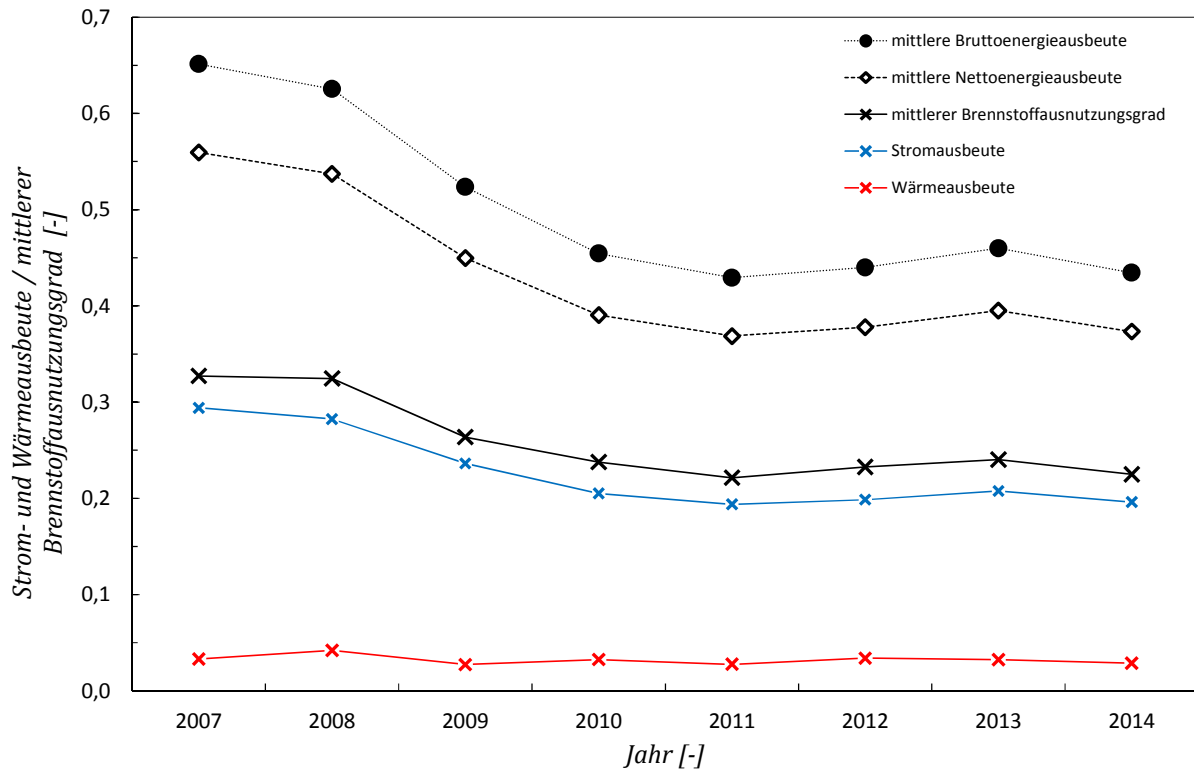


Abbildung 43 Veränderung der Ausbeuten, sowie des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades der BGA 4 über die Betriebsjahre 2007-2014.

5.5 Anwendung auf Anlagen zur bedarfsgerechten Stromproduktion

Im Falle der Umrüstung von Biogasanlagen auf eine bedarfsabhängige Fahrweise werden Konzepte verfolgt, die durch die – als Überbauung bezeichnete - zusätzliche Schaffung von Konversionskapazitäten ihre Stromproduktion an die momentanen energiewirtschaftlichen Erfordernisse anpassen können. Dabei wird die Überbauung durch die zweifache beziehungsweise dreifache Nennleistung der ursprünglichen Anlagenkonzeption durch den Zubau weiterer BHKW erreicht, die auf Anforderung hinzugeschaltet werden. (HOCHLOFF et al. 2013; TROMMLER et al. 2016)

Für die hier betrachteten Anlagen wird angenommen, dass ein hypothetischer Zubau ohne Auswirkung auf die insgesamt zugeführte Substratmenge bleibt, so dass die Gesamtenergieauskopplung inklusive der Abwärmenutzung unverändert besteht. Andernfalls würden sich die erreichbaren mittleren Brennstoffausnutzungsgrade von vornherein tendenziell verschlechtern, da ein höherer Gesamtdurchsatz an nachwachsenden Rohstoffen im Regelfall kaum technologisch realisierbar ist und hohe

prozessbiologische Risiken infolge von zeitweilig starken Schwankungen der Raumbelastung birgt. Die Verschiebung der Kennzahlen für die Kapazitätzahl und die Arbeitsausnutzung sind in der folgenden Grafik zusammengefasst.

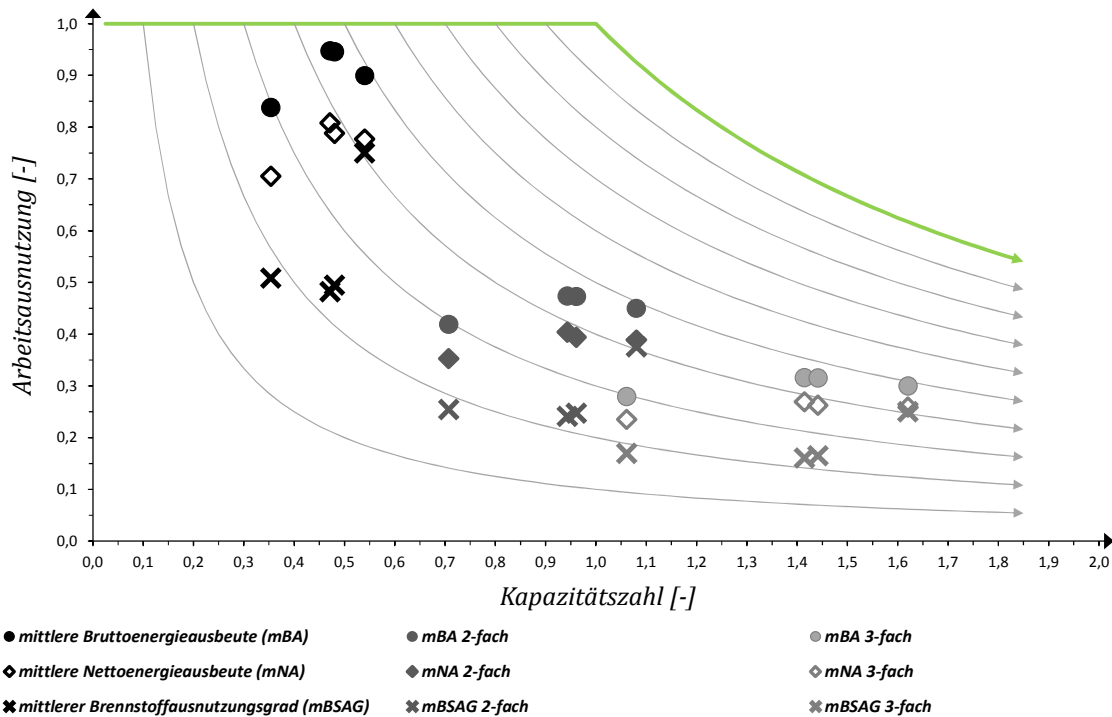


Abbildung 44 Änderung der Kapazitätzahl und der Arbeitsausnutzung in Abhängigkeit von der Überbauung um die zwei- bzw. dreifache Anlagenleistung. Beispielhafte Darstellung unter Verwendung der Grunddaten der vier untersuchten BGA.

Die Grafik verdeutlicht, dass die Energieausbeuten und der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad in der Theorie unverändert bleiben, da sich Kapazitätzahl und Arbeitsausnutzung antiproportional zueinander verhalten. In der Praxis ist von einer Verschlechterung des Brennstoffausnutzungsgrades auszugehen.

Die Dosiertechnik muss für flexible Fütterungsstrategien entsprechend leistungsfähig sein und zuverlässig funktionieren. Eine exakte Dosierung ist wichtig, damit ein Überschwingen der Biogasproduktion über die Bedarfskurve und eine Überfütterung des Hauptfermenters vermieden wird, da für die maximale Raumbelastung von CSTR-Anlagen bei dynamischer Fütterung ein Wert von $6 \text{ kg}_{\text{OTS}}/\text{m}^3\text{d}$ als obere Grenze genannt wird (MAUKY et al. 2015). Einer Analyse von HÖLKER (2009) an 1.200 landwirtschaftlichen Biogasanlagen zufolge liegt die durchschnittliche Raumbelastung bereits bei 3,99 bis

4,73 kg_{OTS}/(m³d). Daraus folgt, dass eine deutliche Skalierung der Biogasproduktion nur durch eine Absenkung der Fütterungsmenge in den Grundlastphasen erreicht werden kann. Sofern die existierende KWK-Anlage nur aus einem einzelnen BHKW besteht, kann diese Anlage nicht mehr unter Volllast – und folglich mit schlechteren Wirkungsgraden betrieben werden. Wird die Grundlastproduktion wie von BARCHMANN et al. (2016) vorgeschlagen um 50 % reduziert, ist dies nur durch einen vollständigen Ersatz der bestehenden BHKW zu leisten. Darüber hinaus ist mit Anhebung der Raumbelastung eine Minderung der spezifischen Gasausbeuten anzunehmen, die sich negativ auf die Effizienz und auf die Minderung des Restgaspotenzials auswirkt. Probleme mit der biologischen Stabilität treten bei der Monofermentation von Maissilage ab etwa 4 kg_{OTS}/(m³d) auf. (MÄHNERT et al. 2007)

Der Ausbau der Bestandsanlage erfordert neben den zusätzlichen BHKW und Änderung der Biogasspeichertechnik, eine um das Maß der Überbauung größere Trafostation. Im günstigen Fall sind die Kapazitäten bereits vorhanden, ist dies nicht der Fall muss eine Neuberechnung der Netzkapazitäten und ein genehmigungsbedürftiger Ausbau der Trafostation erfolgen. Diese Maßnahmen erfolgen zu Lasten des Anlagenbetreibers, sofern überhaupt die erforderliche Netzkapazität verfügbar ist.

Die Systeme zur Füllstandsmessung des Biogasspeichers müssen exakt funktionieren um die vorhandene Kapazität, die üblicherweise für eine Speicherdauer von 4-6h ausgelegt ist (EDER & SCHULZ 2007), bestmöglich zu nutzen. Auch mit einer technischen Nachrüstung von Speichervolumen bei flexibler Fütterungsstrategie bleibt die Kapazität auf wenige Stunden beschränkt (BARCHMANN et al. 2016). Treten zu Beginn einer Hochlastphase Störungen der Konversionsanlagen ein, ist der Betreiber gezwungen, das im Überschuss vorhandene Biogas teilweise abzufackeln um eine unkontrollierte Freisetzung zu vermeiden. Da von zukünftigen Einschränkungen der jährlichen Fackelbetriebsdauer durch die Novelle der TA-Luft auszugehen ist¹¹, birgt die flexible Fahrweise neben dem

¹¹ Der Entwurf zur Novelle der TA-Luft sieht ein allgemeines Verschlechterungsverbot der BVT-Schlussfolgerungen, für Anlagen die der Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU unterliegen, vor. Weitert man dies je nach Genehmigung der Anlage auf den Biogasbereich an, dürften zumindest die bisher erreichten Fackelbetriebszeiten nicht mehr überschritten werden.

Verlust an Energiepotenzial auch einen Konflikt bezüglich der Einhaltung rechtlicher Vorschriften.

Würde eine Überbauung nach dem Konzept der asymmetrischen Leistungsaufteilung der BHKW in 250 und 750 kW_{el}, wie von Barchmann et al. (2016) vorgeschlagen, folgen, müssten die Bestands-BHKW vollständig ausgetauscht werden. Durch die unterschiedlichen Baugrößen der neuen Aggregate wird für den Grundlastbetrieb keine Redundanz erreicht, die sich im Falle einer symmetrischen Leistungsaufteilung (z.B. 2 x 500 kW_{el}) ergäbe. Im Schadensfall des größeren BHKW könnte die Anlage für den Reparaturzeitraum nur mit der geringen Grundlast betrieben werden, was die wirtschaftlichen Verluste in diesem Zeitraum zusätzlich zu den Reparaturkosten erhöht. Bei einer asymmetrischen Leistungsaufteilung würde zudem die Deckung des Eigenwärmeanteils keine nennenswerte Kapazität für eine Abwärmenutzung einräumen. Da die ungleichen BHKW keine echte Redundanz darstellen, ist auch die Versorgungssicherheit bei einem Ausfall eines BHKW nicht gewährleistet.

5.6 Anaerob nutzbares Energiepotenzial

5.6.1 Entwicklung eines Korrekturansatzes

Die unterschiedliche Abbaubarkeit von Substraten führt in der Praxis zu einer vermeintlichen Schlechterstellung von BGA mit hohen Gülleanteilen oder anderen schlecht abbaubaren Substraten. Durch Verwendung des Fermentationsquotienten nach WEIßBACH (2008) kann der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad substratspezifisch auf den anaerob nutzbaren Energieanteil eingeschränkt werden und verbessert somit die Vergleichbarkeit erheblich.

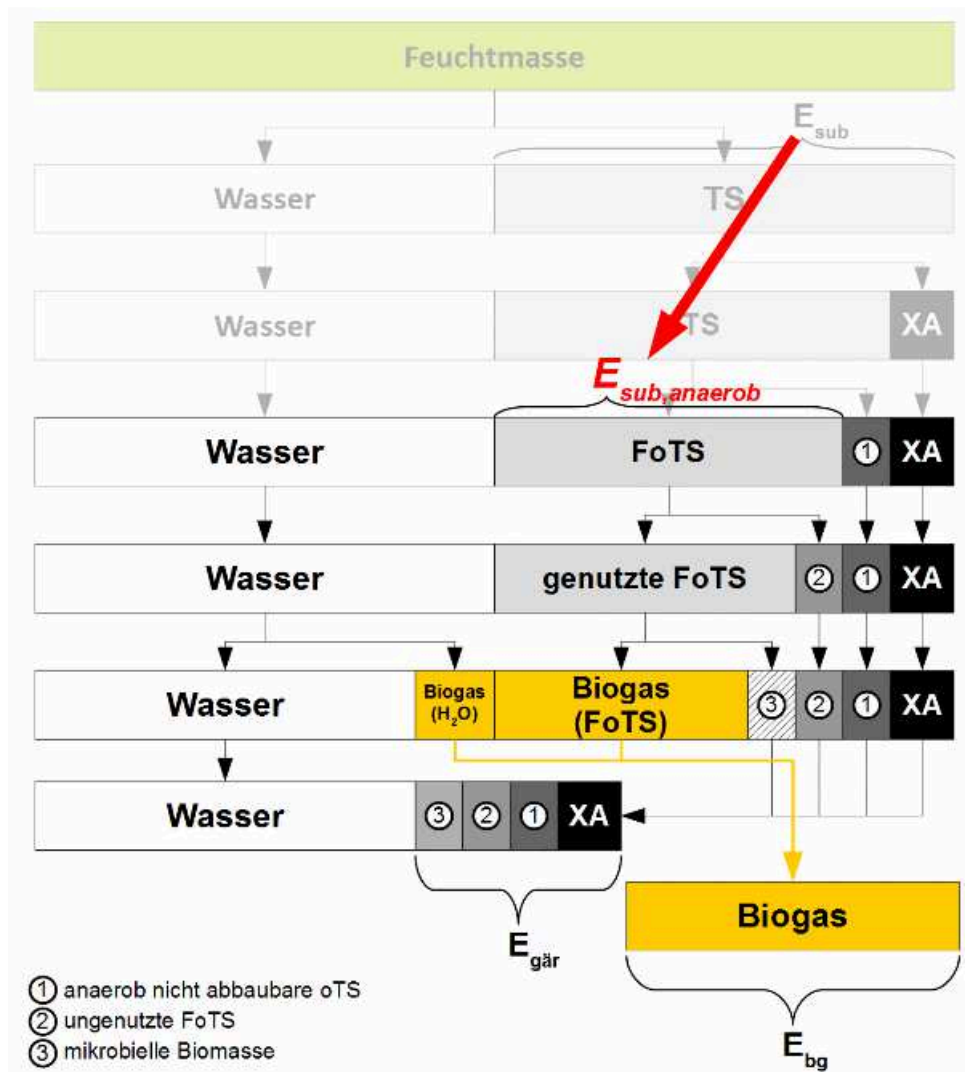


Abbildung 45 Änderung der Bezugsbasis zur Bestimmung des anaerob abbaubaren Energiepotenzials.

Nach Weißbach definiert der Fermentationsquotient den Anteil der anaerob abbaubaren Organik, indem er das Verhältnis der organischen Trockensubstanz (oTS) zur fermentierbaren organischen Trockensubstanz (FoTS) bildet. Das Energiepotenzial der nicht abbaubaren Organik wird mit Hilfe eines Korrekturfaktors vom Brennwert des Substrats abgezogen.

$$H_s^* = f_{an} * H_{s,oTS}$$

H_s^* korrigierter Brennwert

f_{an} Korrekturfaktor

$H_{s,oTS}$ Brennwert der organischen Trockensubstanz

(47)

Der Korrekturfaktor berechnet sich auf Basis des oTS-bezogenen Brennwertes abzüglich des nicht abbaubaren Anteils.

$$f_{an} = \frac{H_{s,oTS} - (1 - FQ) * H_{s,noTS}}{H_{s,oTS}}$$

f_{an} Korrekturfaktor (-)

FQ Fermentationsquotient (-)

$H_{s,oTS}$ spezifischer Brennwert der organischen Trockensubstanz (MJ/kg_{oTS})

$H_{s,noTS}$ spezifischer Brennwert Lignin (MJ/kg_{oTS})

(48)

Der Brennwert der nicht abbaubaren Fraktion wird nach SHENG & AZEVEDO (2005) mit maximal 25,6 MJ/kg angenommen. Der unterschiedliche Brennwert zwischen den gut abbaubaren Substraten wie Maissilage und dem Brennwert des anaerob nicht abbaubaren Lignins legt einen Zusammenhang nahe. In der nachfolgenden grafischen Darstellung, welche den spezifischen Brennwert eines Substrats als Funktion des Fermentationsquotienten (siehe Tabelle 29, S.126) interpretiert, wird dieser mögliche Zusammenhang deutlich.

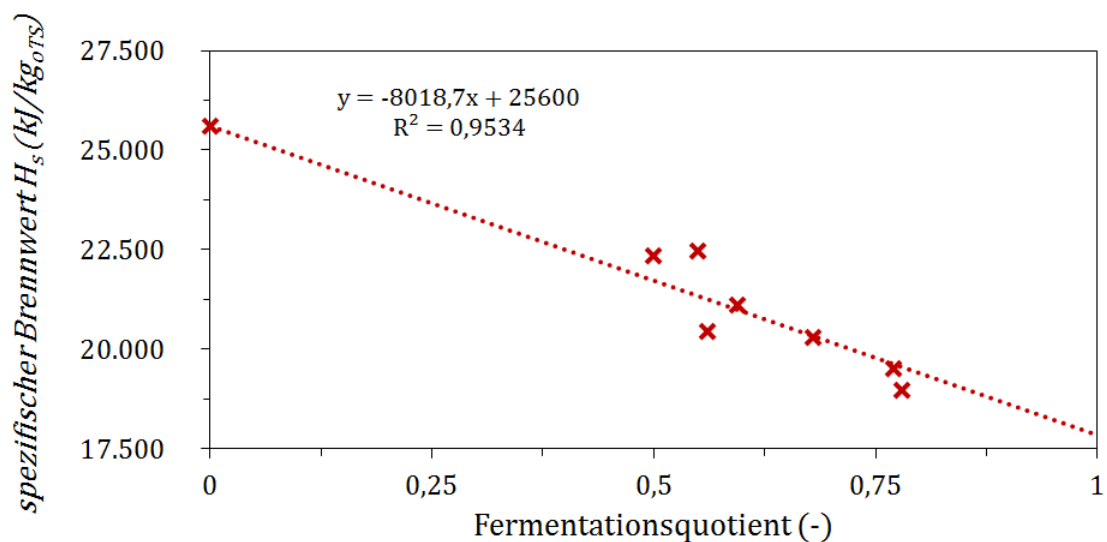


Abbildung 46 Darstellung des Brennwertes als Funktion der anaeroben Abbaubarkeit. Der Achsenabschnitt wurde auf 25.600 kJ/kg_{TS}, entsprechend dem Brennwert von Lignin, festgelegt.

Zwar ist die Grundgesamtheit von lediglich acht Werten relativ klein, da sie aber jeweils von einer größeren Zahl einzelner Substrate repräsentiert werden, erscheint eine mathematische Abhängigkeit möglich. Der Minimalwert bei einem Fermentationsquotienten von 1 – also vollständiger anaerober Abbaubarkeit – beträgt demnach 17.581 kJ/kg_{oTS} und ist somit dem Wert von leicht abbaubaren Kohlenhydraten wie Stärke sehr ähnlich.

5.6.2 Bestimmung von Korrekturwerten und Anwendung

Für die betrachteten Einsatzstoffe werden nachfolgend die Fermentationsquotienten und die Brennwertdaten aus Kapitel 5.1ff. zusammengefasst.

Tabelle 29 Fermentationsquotienten nach WEIßBACH (2009) und Korrektur des Brennerts auf den anaerob abbaubaren Anteil

Substrat/Stoffklasse	FQ [-]	H _{s,TS} [kJ/kg _{TS}]	H _{s,oTS} [kJ/kg _{oTS}]	f _{an} [-]	H _{s,korr} [kJ/kg _{FoTS}]
Maissilage	0,78-0,8	18.245	18.976	0,730	13.322
GPS	0,68-0,86	18.157	20.309	0,824	14.953
Rasen/Gras	0,56-0,86	18.232	20.454	0,825	15.037
Energiepflanzen allg.	0,77	18.215	19.518	0,698	12.720
Rindergülle	0,5	17.216	22.342	0,427	7.353
Rindermist	0,595	17.758	21.114	0,509	9.038
Exkrememente allg.	0,55	17.005	22.452	0,487	8.280
nicht abbaubare oTS	-	-	25.600	-	-

Die Korrektur der Brennwerte bewirkt, dass das Energiepotenzial der tierischen Exkrememente dem Methanpotenzial angepasst wird und somit eine Gleichstellung zwischen Substraten unterschiedlicher Abbaubarkeit bewirkt. Der Effekt wird am Beispiel der BGA 1,2 und 4 in der nachfolgenden Abbildung deutlich.

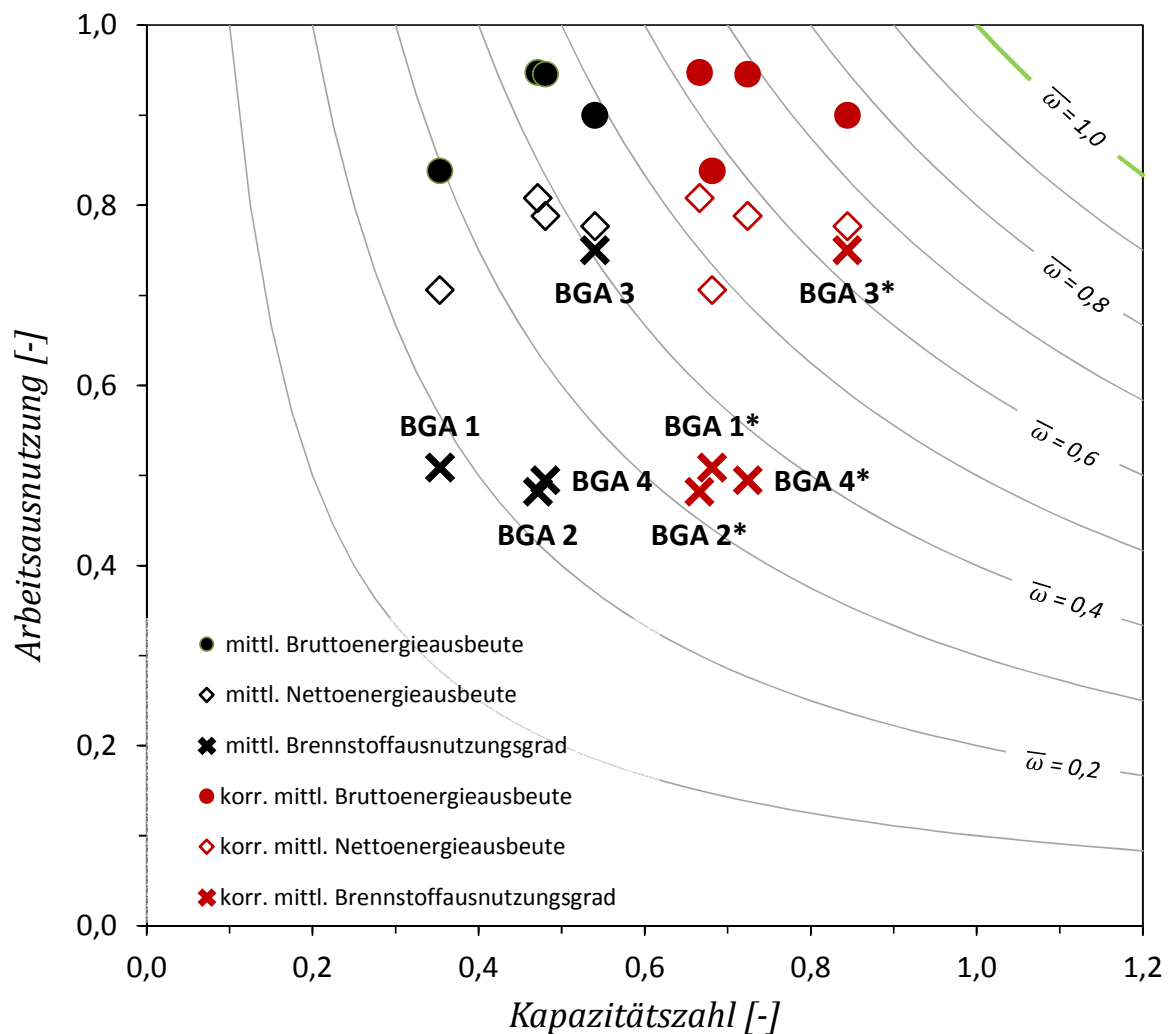


Abbildung 47 Brennstoffausnutzungsgrade der untersuchten Anlagen ohne (schwarz) bzw. mit (rot) Korrektur des Brennwertes auf den anaerob nutzbaren Anteil.

Der Brennstoffausnutzungsgrad der BGA 1 verbessert sich gegenüber den anderen Anlagen mit geringeren Gülleanteilen überdurchschnittlich von 18,0 % auf 34,7 % und erreicht das Niveau der unkorrigierten Nawaro-Anlagen. Ein direkter Vergleich mit den Anlagen der Biogasmessprogramme I & II ist nicht möglich, da für eine substratspezifische Korrektur die Information zu den Trockensubstanzgehalten fehlt. Die Korrektur wirkt sich ausschließlich auf die Kapazitätzahl aus, deren korrigierte Werte zwischen 0,67 und 0,84 betragen. Die anzustrebende Kapazitätzahl beträgt nicht eins, sie sollte dem Gesamtwirkungsgrad der Konversionsaggregate entsprechen. Überschreiten die Werte der korrigierten Kapazitätzahl den theoretischen Gesamtwirkungsgrad, liegt im Prinzip eine Überfütterung der Anlage vor. Der Regelfall dürfte allerdings eher eine zu geringe Kapazitätzahl sein. Mit Hilfe dieser Betrachtung lässt sich die Fütterung unabhängig von

der Abbaubarkeit der Substrate auf die Anlagenleistung anpassen. Eine Prognose der Leistungsfähigkeit eines technischen Anlagenkonzepts ist damit nicht möglich, wohl aber eine nachträgliche Identifikation und Bewertung von zu geringen Ausbeuten.

5.6.3 Korrektur des anaerob nutzbaren Potenzials bei steigenden Gülleanteilen

Mit Hilfe der vorgestellten Korrektur des Brennwertes auf den anaerob abbaubaren Anteil soll die Vergleichbarkeit zwischen Anlagen verbessert werden. Da die oben vorgenommenen Korrekturen jedoch auf dem recht grob abgeschätzten Fermentationsquotienten basieren, besteht die Gefahr, dass die Brennwerte für die Substrate im Verhältnis nicht richtig eingeschätzt werden. Dieser Umstand lässt sich leicht kontrollieren indem ein festes Substratspektrum mit veränderlichen Anteilen an Rindergülle und Maissilage berechnet wird. Die theoretischen Betrachtungen reichen dabei von der reinen Nawaro-Anlage mit 100 % Maissilage bis zur reinen Güllevergärung. Die erforderlichen Massen für das Substratkonzept einer hypothetischen 500 kW_{el} Biogasanlage wurde dabei unter Verwendung des KTBL-Biogasrechners bestimmt¹². Die Eigenstrombedarfe wurden auf 8 % festgelegt, der Eigenwärmebedarf wurde mit Hilfe des Berechnungstools zur Analyse der Energieflüsse abgeschätzt. Die Werte sind als Richtwerte zu verstehen, die in Abhängigkeit von den spezifischen Standortbedingungen und der gewählten Technologie in der Praxis variieren können.

¹² Die Originale der KTBL-Berechnungen finden sich im Anhang.

Tabelle 30 Ergänzung der korrigierten Substratleistungen und Energieausbeutegraden für unterschiedliche Substratmengen einer hypothetischen 500 kW_{el} Biogasanlage mit variablen Gülleanteilen von 0-100 %

Anteil [%]		Menge [t/a]		Eigenenergiebedarf [%]		Substratleistung [kW]		Energieausbeutegrad [-]	
Gülle	Mais	Gülle	Mais	Strom	Wärme	gesamt	korrigiert	Brutto/Netto	Brutto/Netto
0	100	0	9.750	8	15	1.974	1.442	0,471/0,417	0,645/0,571
30	70	3.950	9.160	8	20	2.070	1.446	0,449/0,386	0,643/0,552
50	50	8.490	8.490	8	25	2.183	1.453	0,426/0,355	0,640/0,534
70	30	16.900	7.230	8	40	2.387	1.463	0,390/0,295	0,636/0,481
90	10	37.500	4.170	8	50	2.892	1.498	0,322/0,227	0,624/0,441
100	0	65.450	0	8	55	3.578	1.528	0,260/0,177	0,609/0,414

Es wird deutlich, dass mit steigenden Gülleanteilen die Substratleistung überproportional anwächst. Das hat zur Folge, dass eine reine Güllebiogasanlage bei der Bruttoenergieausbeute von 0,471 auf 0,260 abfällt, was einem Rückgang von 44,8 % entspricht. Der Effekt ist bei Betrachtung der Nettoenergieausbeute noch größer, da zum steigenden Substratbedarf noch der höhere Eigenwärmeanteil hinzugerechnet wird. Dadurch ergibt sich ein Rückgang der Nettoenergieausbeute von 0,417 auf 0,177, entsprechend 57,6 %. Die Vergleichsanlagen der Biogasmessprogramme I & II, die mit Gülleanteilen von etwa 90 % betrieben wurden, zeigen vergleichbare Werte: die Bruttoenergieausbeuten sind mit einer Ausnahme kleiner als 0,5.

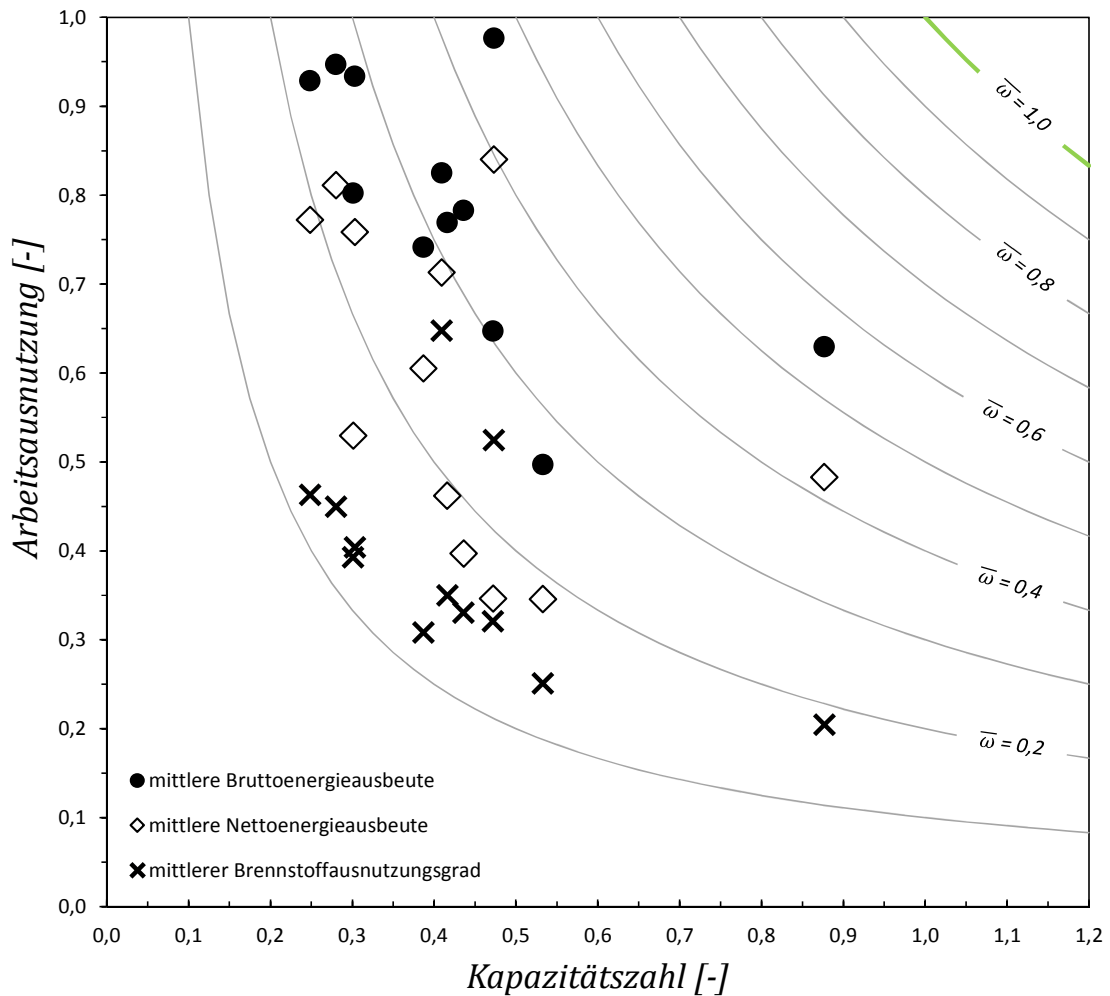


Abbildung 48 Die Ausnutzungsgrade der Gülle-Nawaro-Biogasanlagen aus den Biogasmessprogrammen I & II

Da im Biogasmessprogramm I für die hier betrachteten Anlagen keine Wärmenutzung mitbilanziert wurden, sind die Nutzenergieausbeuten gering, die Nettoenergieausbeuten liegen zwischen 0,159 und 0,230 und bestätigen die Richtigkeit der oben getroffenen Annahmen für die Modellfälle. Trägt man die Energieausbeute über dem Gülleanteil der Substratmischung in einem Koordinatensystem auf, zeigt sich der Effekt, den die Korrektur bei steigenden Gülleanteilen bewirkt.

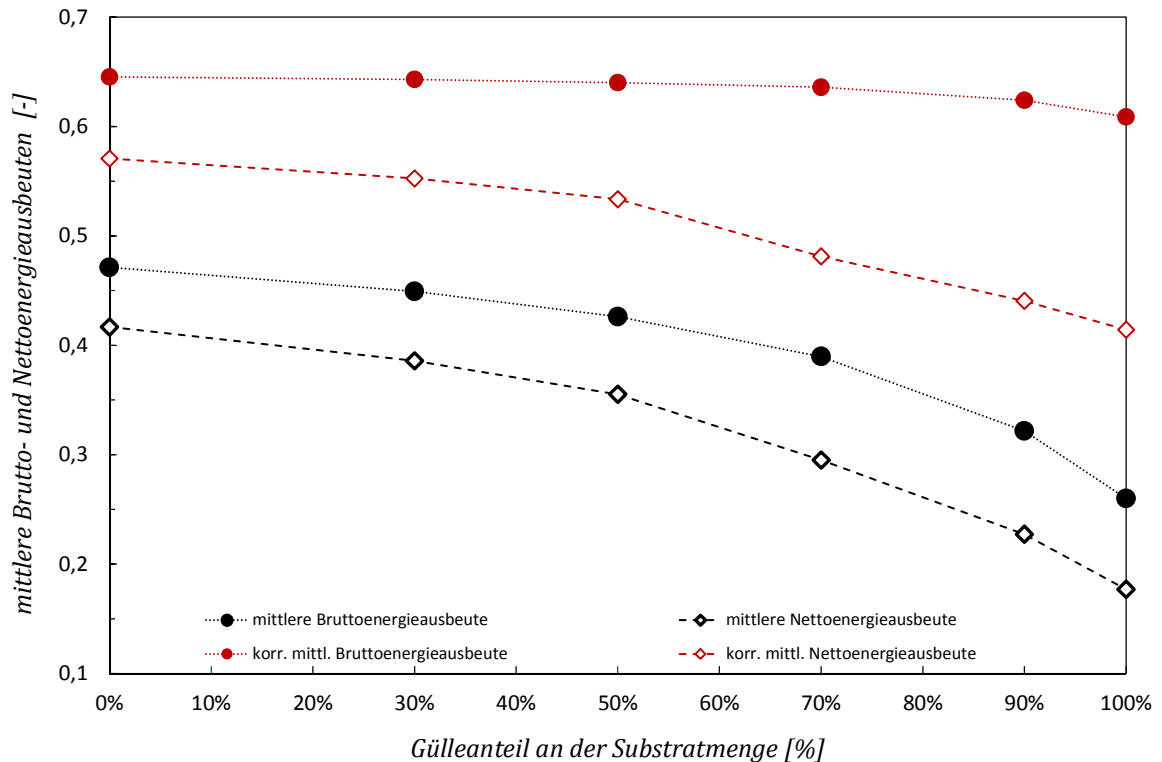


Abbildung 49 Abhängigkeit der Brutto- und Nettoenergieausbeuten vom Gülleanteil des eingesetzten Substrats mit/ohne Korrektur der Brennwerte auf den anaerob abbaubaren Anteil.

Die Korrektur der Brennwerte auf den anaerob abbaubaren Anteil bewirkt eine deutliche Steigerung der rechnerischen Energieausbeuten. Die Abnahme der Bruttoenergieausbeute durch den zunehmenden anaerob nicht nutzbaren Anteil wird annähernd kompensiert. Es besteht ab Gülleanteilen von mehr als 80 % eine wachsende Abweichung da die Substrateleistungen mit steigendem Gülleanteil weiterhin leicht zunehmen. Die Nettoenergieausbeute wird im Wesentlichen durch den höheren Wärmebedarf bei steigenden Gülleanteilen verringert. Da sich die Korrektur der Brennwerte nur auf die Kapazitätzahl und nicht auf die Arbeitsausnutzung auswirkt, ist der Effekt des steigenden Eigenwärmebedarfs auf die maximal mögliche Abwärmenutzung mit den hier angewandten Methoden nicht kompensierbar.

Die erfolgreiche Korrektur der Kapazitätzahl kann mit dem nachfolgenden Diagramm gezeigt werden.

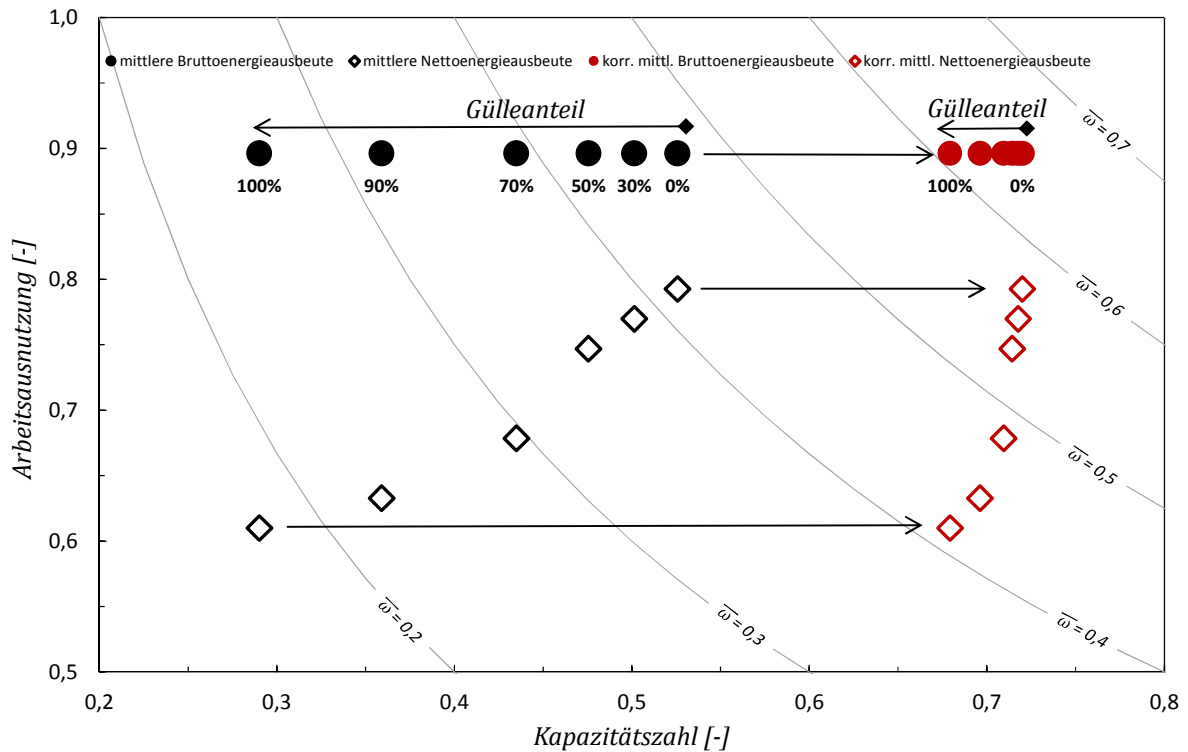


Abbildung 50 Änderung der Brennstoffausnutzungsgrade durch Variation des Gülleanteils. Ohne (schwarz) und mit (rot) Korrektur des Substratbrennwerts auf den anaerob abbaubaren Anteil.

Da der Modellfall einer 500 kW_{el}-Anlage immer mit einer identischen Auslastung von 8.000 h/a, also 91,3 % berechnet wurde, bleibt der Wert der Arbeitsausnutzung konstant. Die unterschiedlichen Bruttoenergieausbeuten ergeben sich rein durch die höhere Substratleistung. Die Korrektur ändert die Arbeitsausnutzung nicht, sie verschiebt aber die Kapazitätzahl mit Ausgangswerten von 0,29 - 0,53 auf einen engeren Wertebereich zwischen 0,68 – 0,72.

5.6.4 Anpassung des Korrekturwerts

Tabelle 30 zeigt bei den korrigierten Substratleistungen weiterhin einen leichten Anstieg der Werte, der zu Abweichungen bei hohen Gülleanteilen führt. Da die Berechnungsformel von den Brennwerten der Substrate und den Fermentationsquotienten abhängt, kann eine vollständige Korrektur nur über die Anpassung dieser beiden Faktoren erfolgen. Unter Maßgabe einer konstanten Substratleistung kann durch Umstellen der Formel (49) der Brennwert der Gülle bei Bezug auf die organische Trockensubstanz angepasst werden.

Aus der Standardformel für die Substrateistung

$$\dot{Q}_{Bio} = \dot{m}_{Gü} * H_{S,oTS-Gü} + \dot{m}_{Ms} * H_{S,oTS-Ms}$$

wird durch Umformen

$$H_{S,oTS-Gü} = \frac{\dot{Q}_{Bio} + \dot{m}_{Ms} * H_{S,oTS-Ms}}{\dot{m}_{Gü}}$$

$\dot{Q}_{Bio,i}$	Biomasseleistung (kW)
\dot{m}_i	Frischmassenstrom einer Biomasse (kg/s)
$H_{s,i}$	biomassespezifischer Brennwert (MJ/kg _{FM})
Ms	Maissilage
Gü	Gülle

(49) & (50)

Als konstanter Wert der Substrateistung wurden 1.441 kW, entsprechend dem Wert für 100 % Maissilage, verwendet. Die Messergebnisse zeigen eine größere Unsicherheit bei der Bestimmung der Brennwerte für Rindergülle, so dass eine exemplarische Berechnung zur Änderung des Werts für Rindergülle der Vorzug gegeben wird. Durch diese Anpassung wird im vorliegenden Beispiel ein korrigierter Brennwert von 6.938 kJ/kg_{oTS} für Rindergülle berechnet, der korrigierte Ausgangswert beträgt 7.353 kJ/kg_{oTS}.

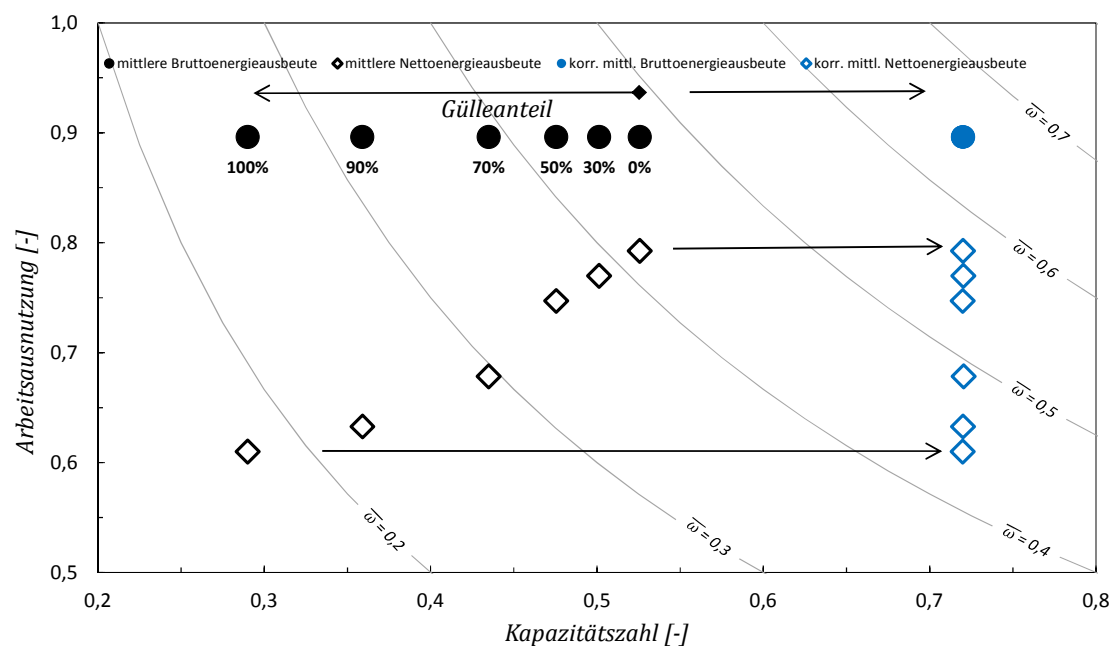


Abbildung 51 Anpassung des Brennwerts der Gülle vom Durchschnittswert der eigenen Messungen durch Abgleich der Substrateleistungen.

Die rechnerische Anpassung bewirkt, dass die korrigierte mittlere Bruttoenergieausbeute unabhängig vom Gülleanteil einen konstanten Wert annimmt.

Die Auswirkung auf die korrigierte mittlere Nettoenergieausbeute ist mit dieser rechnerischen Anpassung nicht eliminierbar, da weiterhin der erhöhte Wärmebedarf berücksichtigt werden muss. In der Praxis werden daher Anlagen mit einer geringen Wärmenutzung auch bei der korrigierten mittleren Nettoenergieausbeute einen konstanten Wert aufweisen.

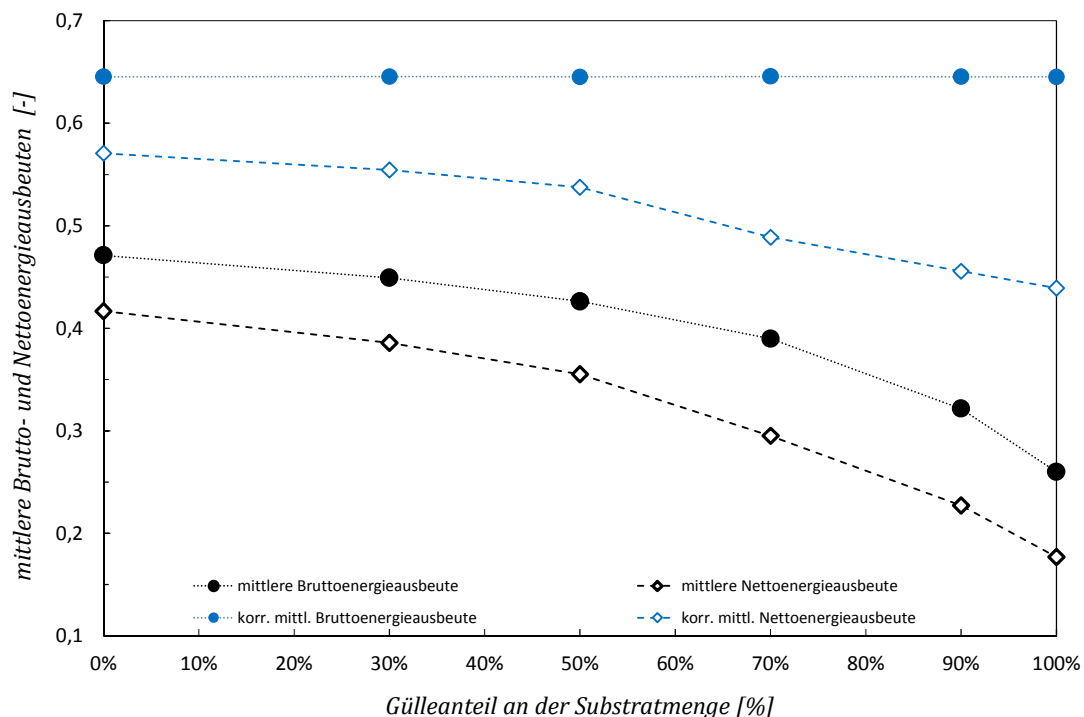


Abbildung 52 Effekt der rechnerischen Anpassung des Brennwertes von Gülle auf die Brutto- und Nettoenergieausbeute.

Dieser zweite Anpassungsschritt bewirkt eine annähernd vollständige Übereinstimmung der Kapazitätsszahlen unabhängig von der anaeroben Abbaubarkeit der Substrate und ermöglicht somit die bessere Vergleichbarkeit von Anlagen mit unterschiedlichen Substratkonzepten. Da die elektrische und thermische Leistung im Verhältnis zur Brennstoffleistung die Kapazitätsszahl darstellt, wird bei Begrenzung der Brennstoffleistung auf den anaerob nutzbaren Anteil, die Kapazitätsszahl erhöht. Eine Anlage die das Energiepotenzial ausnutzen kann und keine Verluste aufweist, muss somit eine Kapazitätsszahl haben, die mit dem Gesamtwirkungsgrad der BHKW-Anlage – in der

Praxis 80 bis 85% - übereinstimmt. Insofern kann die Kontrolle der korrigierten und rechnerisch angepassten Kapazitätzahl einen Hinweis auf eine ungenügende Substratausnutzung geben, falls diese deutlich geringer als 0,8 ausfällt.

6 Diskussion und Handlungsempfehlungen

6.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Grenzen

Die Betrachtung nimmt grundsätzlich den Blickwinkel der energietechnischen Bewertung des Biogasanlagenbetriebs ein. Monetäre oder ökologische Bewertungen des Anlagenbetriebs gehen zwar prinzipiell in die gleiche Richtung, der Maximierung des Ertrags aus den eingesetzten Ressourcen, es kann jedoch vorkommen, dass Optimierungsziele nicht immer deckungsgleich sind.

Da biologische Konversionsprozesse relativ langsam ablaufen und die Mikroorganismen Energie für Ihren Stoffwechsel benötigen, sind Biogasanlagen hinsichtlich des erzielbaren Wirkungsgrades gegenüber anderen Kraftwerkstechnologien tendenziell im Nachteil. Kein anderer Kraftwerksprozess setzt derart heterogene und wasserhaltige Brennstoffe ein. Dabei sind ausdrücklich nicht nur landwirtschaftliche Anlagen bilanzierbar, sondern auch industrielle und kommunale Anlagen die einen Entsorgungsauftrag erfüllen. Entsprechend sind geringe Brennstoffausnutzungsgrade für bestimmte Substratkonzeppte kein Mangel der Technologie und von nachgeordnetem Interesse. Vor allem wenn diese Technologie als Einzige überhaupt in der Lage ist, die Behandlung von Gülle, Schlempe, Bioabfall oder Abwasser mit einem Nettoenergieoutput zu verbinden.

Ein Modell kann in einem komplexen System nie alle unterschiedlichen Fragestellungen gleichermaßen bedienen. Die vorgestellten Ansätze sind dazu gedacht, den Anlagenbetrieb zu evaluieren und Vergleiche innerhalb der Biogasbranche, der Bioenergiebranche, aber auch mit konventionellen Kraftwerkstechniken zu ermöglichen. Antworten auf systemische Fragestellungen zur Bewertung des Nutzungspfades oder der Wertigkeit der ausgekoppelten Energieformen liefern die Betrachtungen nicht. Mit Blick auf exergetische Fragestellungen wäre eine Umstellung auf Exergie gemäß VDI 4661 durchführbar. Nur sollte die Exergieanalyse aufgrund Ihrer starken Fokussierung auf die Elektrizität nicht anstelle, sondern parallel durchgeführt werden. Der Nutzen für den Anlagenbetreiber der beispielsweise eine Repoweringmaßnahme wie den Ausbau eines

Wärmenetzes durchgeführt hat, wäre weiterhin nur mit der energetischen Betrachtung darstellbar.

Die beiden eingeführten Kennzahlen *Kapazitätzahl* und *Arbeitsausnutzung* stellen dimensionslose Größen dar. Beide Zahlen werden teilweise durch die Leistungsangabe des BHKW-Herstellers vorgegeben, sofern keine aufwändige Nachprüfung der Leistung im laufenden Betrieb erfolgt. Gewöhnlich werden Wirkungsgrade und Leistungsangabe im Werk des Herstellers festgelegt, verschiedene Hersteller setzen dabei ein künstlich hergestelltes Gasgemisch aus Methan und Kohlendioxid ein, dass weder Feuchte noch Spurenstoffe enthält. Nach Untersuchungen von ASCHMANN & EFFENBERGER (2012) ist davon auszugehen, dass im praktischen Betrieb eine deutliche Minderung des elektrischen Wirkungsgrades über die Standzeit eintritt. Dieser Effekt wurde bei den angestellten Betrachtungen nicht berücksichtigt, da keine Daten zu den realen Wirkungsgraden zu Beginn und zum Ende der Betrachtungszeiträume vorlagen. Mathematisch wird die Berechnung der beiden Kennzahlen aufwändiger, wenn P_{el} und Q als Funktion der Standzeit aufzufassen sind. Ferner ist unklar, ob der Verlust an elektrischem Wirkungsgrad komplett als Wärmeverlust auftritt. Die Kapazitätzahl wird in diesem Fall unverändert bleiben, während die Arbeitsausnutzung geringer als erwartet ausfällt.

Eine weitere methodische Ungenauigkeit in diesem Zusammenhang liegt im EEG 2012 begründet: Da die Forderung nach einer Mindestwärmenutzung von 60 % der theoretisch verfügbaren Wärmemenge leichter zu erreichen ist, wenn die thermische Leistung der Anlage gering ausfällt, liegt die Überlegung nahe, den thermischen Wirkungsgrad - im Gegensatz zum elektrischen - eher niedrig anzusetzen. Technisch lässt sich diese Maßnahme im Vergleich mit Erdgas-BHKW auch begründen, da ein kleinerer Abgaswärmetauscher hinsichtlich des Säuretaupunkts im Abgas eine größere Sicherheit zur Vermeidung von Korrosionsschäden im Abgassystem gibt.

6.2 Brennwertbestimmung

Der Brennwert der Biogassubstrate stellt eine leicht zugängliche Bewertungsgrundlage für landwirtschaftliche Biogasanlagen dar. Er orientiert sich im Gegensatz zum Heizwert nicht an der „industriehistorisch entstandenen Verbrennungstechnik“. Vielmehr ist er offen für

eine technische Entwicklung, bei der auch Brennwertanwendungen eine Rolle spielen können. Neben der technischen Bedeutung ist der Bezug zu den thermodynamischen Prozessen im Fermenter leicht herstellbar. Gegenüber den üblichen Gasertragsrichtwerten, die zur Auslegung einer Anlage gut geeignet sind, bietet der Brennwert die Chance globale Verluste im Betrieb zu erkennen. Regelmäßig berichten einzelne Betreiber von ungewöhnlich hohen Gaserträgen, die durch Richtwerte nicht erklärbar sind. Hier kann der gewählte Ansatz einschätzen, ob das eingesetzte Material unter der Maßgabe thermodynamischer Grundsätze überhaupt zum Erreichen der Ausbeute geeignet wäre.

Die Bestimmung von Brennwerten für landwirtschaftliche Substrate hat Orientierungswerte geschaffen, die das Energiepotenzial mit einer hohen Genauigkeit und Reproduzierbarkeit bestimmen. Für die nachwachsenden Rohstoffe liegt die Standardabweichung insgesamt bei 2,34 % und für die tierischen Exkreme bei 8,13 %. Da für tierische Exkreme höhere Abweichungen und eine kleinere Grundgesamtheit vorliegen, wird die Bestimmung des Werts im Einzelfall empfohlen. Es ist auch davon auszugehen, dass die Werte saisonalen Änderungen unterworfen sind, die hier noch nicht untersucht wurden. Der Katalog der möglichen Stoffe, die zur Biogaserzeugung eingesetzt werden beschränkt sich nicht auf die Landwirtschaft, eine kalorimetrische Messung kann den Mangel an Werten im Gegensatz zu den Gaserträgen schnell und kostengünstig ändern.

6.3 Energieflussanalyse

Beide Hauptkomponenten einer Biogasanlage weisen unterschiedliche Verluste auf, die folgendermaßen eingeteilt werden können:

Die erste Gruppe stellen die betrieblichen Verluste dar. Darunter fallen Atmungs- und Bröckelverluste bei der Substratzufuhr, direkte Verluste an Biogas durch Undichtigkeiten und indirekte Verluste durch den Fackelbetrieb. Mit Ausnahme der Fackelverluste sind die vorgenannten Punkte mit den hier ausgearbeiteten Ansätzen nicht exakt quantifizierbar. Sie sind nur als Restwerte bei der Bilanzierung der anderen Energieflüsse abschätzbar,

können jedoch vom Betreiber durch organisatorische Maßnahmen relativ leicht minimiert werden.

In die zweite Gruppe fallen die technisch-technologischen Verluste, die sich aus der unvollständigen Substratausnutzung, den Wärmeverlusten des BHKW inklusive dem Brennwertanteil und dem Verlust durch ungenutzte Abwärme (Fortwärmeanteil) ergeben. Diese Potenziale können nur in geringem Umfang durch organisatorische Maßnahmen oder technologische Optimierungen erschlossen werden, sondern sind wesentlicher Gegenstand investiver Maßnahmen. Im vorgestellten Schema zur Strukturierung von Repowering sind diese Maßnahmen der Kategorie 1 –Repowering im engeren Sinne zuzuordnen (Abbildung 7, S.22). Die analysierten Energieflüsse der vier Beispielanlagen haben gezeigt, dass im Gärrest noch ein erhebliches ungenutztes Energiepotenzial vorhanden ist. Diese Beobachtung stützt die Ergebnisse der theoretischen Ertragsmodelle, die unter Einschränkung der anaeroben Abbaubarkeit spezifische Biogaserträge von bis zu $800 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{OTS}}$ als erreichbar erscheinen lassen. Die heutigen Richtwerte für pflanzliche Biogassubstrate gehen im Regelfall nicht über einen Ertrag von $700 \text{ m}^3/\text{t}$ hinaus. Die Gründe für die Nichtausschöpfung des Potenzials sind im Falle der betrachteten Biogasanlagen sind am Beispiel der BGA 1 mit einem Restmethanpotenzial von 18,8 % offensichtlich, da diese zwar ein technologisch gut funktionierendes Konzept darstellt, die Verweilzeit von 28 Tagen aber deutlich zu gering bemessen ist und als Hauptursache für die hohen Restmethanpotenziale angesehen werden kann. Neben der im Einzelfall möglichen Reduktion des Restmethanpotenzials um 45 bis 65% durch Errichtung eines Nachgärers (VOGTHERR & OECHSNER 2008), kommen Maßnahmen am Beginn der Prozesskette in Betracht. Da technische Geräte zur Substratvorbehandlung dazu geeignet sind, aufgrund der Oberflächenvergrößerung eine höhere Abbaurate zu erzielen, sind für Anlagen mit niedrigen Verweilzeiten Aufschlussverfahren im Rahmen eines Repowerings in Betracht zu ziehen (LEHMANN & FRIEDERICH 2012; LINDNER et al. 2015). Der energetische Mehraufwand für den Eigenstrombedarf kann leicht dazu verwendet werden, die Effektivität von Substrataufschlussverfahren zu bewerten und im laufenden Betrieb die Einstellungen von Aggregaten beispielsweise beim mechanischen Substrataufschluss zu optimieren. Aus energetischer Sicht sind eher thermische Verfahren zu bevorzugen, da sie nur einen

geringen zusätzlichen Strombedarf bedeuten und Abwärme im Regelfall in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Untersuchungen zur thermischen Vorbehandlung und haben

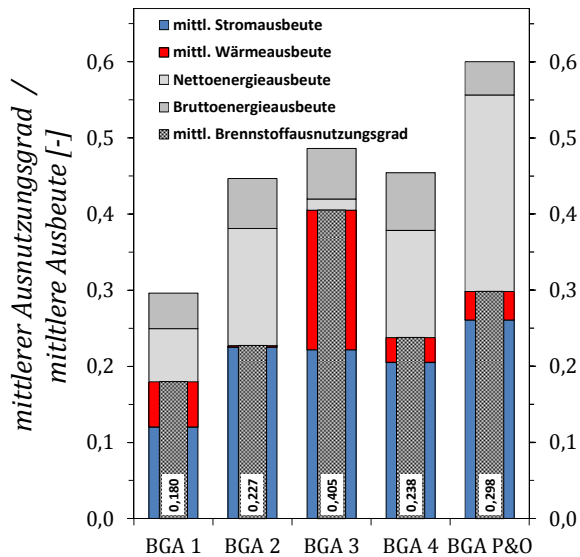


Abbildung 53 Gegenüberstellung der vier untersuchten Biogasanlagen hinsichtlich der Strom- und Wärmeausbeuten und des erreichten mittleren Brennstoffausnutzungsgrads im Vergleich zu einer von PFEIFER und OBERNBERGER (2007) untersuchten Anlage.

im Einzelfall im Labor positive Ergebnisse gezeigt und verdienen daher eine nähere Betrachtung, auch wenn der apparative Aufwand in der Praxis gegenüber mechanischen Verfahren höher ausfällt und die Anlagen im satzweisen Betrieb arbeiten (BUDDE et al. 2014; JANZON et al. 2014; SCHUMACHER 2008).

An den BGA 2-4 zeigt sich im direkten Vergleich, dass die Abwärmenutzung das zweitgrößte Optimierungspotenzial darstellt. So wenig Neuheitswert die Forderung nach einer verbesserten Abwärmenutzung besitzt, ist sie damit jedoch weiterhin wichtig. Fügt man die

von PFEIFER & OBERNBERGER (2007) untersuchte Anlage in das Bewertungsschema ein, zeigt sie deutlich höhere Stromausbeuten und damit einen höheren mittleren Brennstoffausnutzungsgrad. Die Ursache liegt offenbar in der Substratzusammenstellung von Maissilage mit Schweinegülle. Zwar ist der Gülleanteil mit 38 % nicht gering, da aber Schweinegülle mit deutlich weniger Trockensubstanzgehalt zum Einsatz kommt, wirkt sich diese energetisch fast nicht aus. Folglich ist die Substratleistung verringert und deutlich besser anaerob abbaubar. Die Kapazitätzahl steigt dadurch gegenüber der BGA 3 mit einem Wert von 0,54 auf 0,63 an, während die Arbeitsausnutzung zwar in Bezug auf die Bruttoenergien mit 0,96 sehr hoch ist, aber im Vergleich zu den BGA 2 und 4 nur geringfügig besser ist (0,96 zu 0,95). Die Wärmenutzung erreicht etwa das Niveau der BGA 1 und 3 und verhindert somit, dass ein mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad von 30 % überschritten wird. Die Schwierigkeiten bei der Erschließung von ergiebigen Wärmesenken stehen dem entgegen, verschiedene Studien haben die Faktoren analysiert, können aber auch keine allgemeingültige Lösung anbieten (WIRTH & HARTMANN

2013; WINTERBERG et al. 2012; LUBE 2007; EDER & SCHULZ 2007). Zudem werden Biogasanlagen im Zuge einer geforderten Flexibilisierung des Anlagenbetriebs noch weniger Möglichkeiten haben, Nutzwärme auszukoppeln, insbesondere wenn die Überbauung der Leistung dazu führt, dass die Grundlastproduktion gerade ausreicht um den Eigenwärmebedarf abzudecken, wie dies beispielsweise bei einem kürzlich vorgestellten Anlagenkonzept mit 250 kW_{el} und zusätzlichen 750 kW_{el} als Spitzenlast der Fall wäre (BARCHMANN et al. 2016).

Für die Frage, welche Wirkungs- und Nutzungsgrade für eine Biogasanlage erreichbar sind, muss man das jeweilige Substratspektrum betrachten. Am Beispiel einer hypothetischen Monovergärung von Maissilage lassen sich die Wirkungsgrade der Fermentation auf Basis der erzielbaren Biogasausbeuten relativ leicht einschätzen. Die

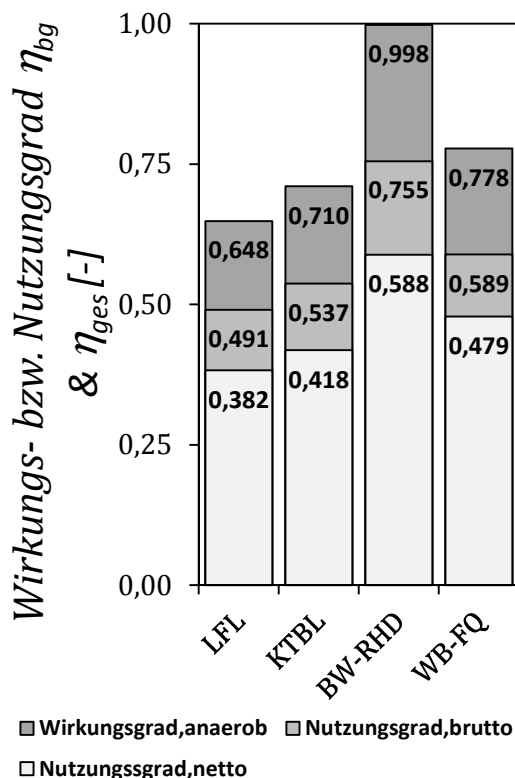


Abbildung 54 Berechnung von theoretischen Ausbeuten mit Richtwerten für den Gasertrag bzw. dem stöchiometrischen Modell nach Buswell und der anaeroben Abbaubarkeit nach Weißbach. Annahme: Monovergärung von Maissilage ähnlicher Zusammensetzung (32-35 % TS; 95-96 % oTS). Die Angabe erfolgt auf Basis eines Eigenstrombedarfs von 8 % und eines Eigenwärmebedarfs von 20 %.

verwendeten Datengrundlagen stammen von KEYMER (o.J.), Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (o. J.), REINHOLD (2005) und WEIßBACH (2008). Rechnet man die spezifischen Methanerträge in Energiemengen um, bezieht diese auf den brennwertbezogenen Energiegehalt der Substrate und setzt entsprechende Auslastungen und Eigenenergiebedarfe der Anlage an, kommt man zu den in Abbildung 54 dargestellten Ergebnissen. Für Ausbeuten in Höhe der Standardgaserträge sind Nettoenergieausbeuten von 38,2 % bis 41,8 % realistisch, was den Ergebnissen der BGA 3 entspricht.

Würde eine Biogaserzeugung einen quantitativen Umsatz – ohne Berücksichtigung der Abbaubarkeiten und der Biomassebildung - erreichen, nähert sich der Wirkungsgrad der Fermentation bei einem Substratbrennwert von 18 MJ/kg_{TS} ebenfalls einem quantitativen Umsatz an. Ob dies lediglich Zufall ist oder eine Bestätigung der Richtigkeit des angenommenen Energiepotenzials müssten weitere Untersuchungen zeigen. Als realistisches Ziel können für reine Energiepflanzenvergärungen 47,9 % gesetzt werden, die unter Berücksichtigung der anaeroben Abbaubarkeit und mit üblichen Anlagenbetriebsparametern erreicht werden. Mit steigendem Gülleanteil wird der erreichbare Nutzungsgrad bis unter 40,0 % fallen.

Nicht Gegenstand dieser Betrachtungen sind vor- und nachgelagerte Verluste bei der Biomassebereitstellung und den Leitungs- beziehungsweise Trafoverlusten, da sie nicht – oder nicht zwingend im Verfügungsbereich des Anlagenbetreibers liegen und durch den Betrieb der Anlage berührt sind. Anzumerken ist, der energetische Verlust mit gemessenen 0,2 % der Nettostrommenge gegenüber den nicht genutzten Potenzialen in der Biogasproduktion vernachlässigbar gering ausfällt (DACHS & REHM 2006).

6.4 Brennstoffausnutzungsgrad

Das von Effenberger aufgestellte und weiterentwickelte Modell ist sehr gut zur Beschreibung der Effizienz einer Anlage im zeitlichen Verlauf, zum Beispiel nach Umbaumaßnahmen geeignet. Durch die Verwendung absoluter Bezugsgrößen, die nicht technologiespezifisch sind, können auch Anlagen bewertet werden, an denen mehrere Maßnahmen gleichzeitig durchgeführt wurden. Grundsätzlich eignet sich die brennwertbezogene Betrachtung für Vergleiche von Anlagen mit ähnlichen Inputstoffen. Sollen Anlagen mit sehr verschiedenen Inputstoffen wie beispielsweise Güllevergärungsanlagen mit reinen Nawaro-Anlagen miteinander verglichen werden, kann mit Hilfe des Fermentationsquotienten nach Weißbach ein anaerob nutzbares Energiepotenzial abgeschätzt werden, welches substratspezifische Unterschiede zwischen verschieden gut anaerob abbaubaren Materialien berücksichtigt und somit eine Vergleichbarkeit herstellt.

Die Kapazitätzahl ist zur Planung von Anlagen weniger geeignet. Die Bewertung von aufgelaufenen Anlagenbetriebsdaten kann mit diesem Ansatz jedoch sehr gut vorgenommen werden.

Mit der Umsetzung des kraftwerkstechnischen Brennstoffausnutzungsgrades sind Kontrollen im laufenden Anlagenbetrieb und ein Vergleich zwischen Anlagen möglich, der von den bisherigen agrartechnisch geprägten Bewertungsgrundlagen abweicht.

Das maximale Potenzial und Tendenzen sind auch für Dritte, die nicht über Kenntnisse zur Biogaserzeugung und –nutzung verfügen, klar erkennbar. Der Aufbau aus zwei separaten Kennwerten erlaubt eine Unterscheidung zwischen Produktions- und Konversionsseite. Dem Anlagenbetreiber wird somit eine selbständige Betrachtung und Auswertung ermöglicht, für deren Durchführung er sich kein vertieftes Expertenwissen aneignen muss. Die Verwendung der tatsächlich eingespeisten Energiemengen führt systematisch zu deutlich verringerten mittleren Brennstoffausnutzungsgraden als bei Bezug auf Brutto- oder Nettoenergieausbeute. Eine derartige Vorgehensweise würde die gezielte Anlagenoptimierung behindern, da sie den realen Output der Anlage verschleiert. Dies lässt sich anhand der Abwärmenutzung oder Nachverstromung mittels ORC-Aggregat leicht nachprüfen.

Wird eine Biogasanlage technisch modifiziert, kann der Erfolg der Maßnahme leicht durch die Änderung des Brennstoffausnutzungsgrades überprüft und quantifiziert werden. Eine Sonderstellung nehmen hier Anlagen zur Bereitstellung von Regelenergie ein: Die Kapazitätzahl einer solchen Anlage wird sich theoretisch um den entsprechenden Betrag der Überbauung erhöhen, während sich die Arbeitsausnutzung verringert. Der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad bleibt solange gleich, wie keine Verluste infolge des unregelmäßigen Betriebes auftreten. Die Verbesserung der energetischen Effizienz von Anlagen zur Regelenergiebereitstellung gegenüber der Grundlastfahrweise erscheint hingegen eher unwahrscheinlich.

6.5 Flexibilisierung

Der Biogasspeicher stellt in den Konzepten zum bedarfsorientierten Betrieb landwirtschaftlicher Biogasanlagen die limitierende Größe dar. Das liegt unter anderem daran, dass bei einer Anlage zur Vergärung von Energiepflanzen fast die Hälfte des nutzbaren Biogasspeichervolumens mit Kohlenstoffdioxid gefüllt ist. Anlagen die mit Rest- oder Abfallstoffen betrieben werden, erreichen Methankonzentrationen im Rohgas von 58 bis 65 % (KRASSOWSKI et al. 2013) und können somit höhere spezifische Energiemengen bei gleichem Volumen vorhalten. Von Anaerobreaktoren die als erste Reinigungsstufe bei der kommunalen und industriellen Abwasserreinigung verwendet werden, sind Methangehalte bis 80% bekannt, obwohl das Substrat vorwiegend aus Kohlenhydraten besteht. Der Effekt ist vermutlich auf den hohen hydrostatischen Druck im Reaktor¹³ zurück zu führen, der für eine Bindung des besser löslichen Kohlendioxids verantwortlich ist. Die höheren Methangehalte würden bei einer flexiblen Betriebsweise einer landwirtschaftlichen Biogasanlage die Speicherkapazität um etwa 50 % erhöhen. Verfahren zur *In Situ* Anreicherung von Methan, die genau genommen das Kohlenstoffdioxid im Biogas abreichern, sind Gegenstand der Entwicklung (RICHARDS et al. 1994; HAYES et al. 1990; OLSSON 2016; BASSANI et al. 2016) und stellen in diesem Zusammenhang ein großes Potenzial dar, da auch die Reduktion von Emissionen und die Steigerung der Wirkungsgrade mit höheren Methankonzentrationen in Zusammenhang gebracht werden (PORPATHAM et al. 2008; KALSİ & SUBRAMANIAN 2017).

Die geringe Verfügbarkeit von Überschusswärme bei der bedarfsgerechten Stromproduktion wird bei einer asymmetrischen Leistungsverteilung und Fahrweise für saisonale Wärmenutzungskonzepte in den Sommermonaten ausreichen. Das Beispiel der Getreidetrocknung deren Abnahmekapazität jedoch in zeitlich sehr engen Bereichen stattfindet, verdeutlicht, dass kaum von einer nennenswerten Potenzialausschöpfung auszugehen ist.

¹³ Die Bauhöhe einer vom Verfasser betriebenen Anlage beträgt 30 m; Höhen bis 20 m sind für Internal Circulation-Reaktoren nicht ungewöhnlich.

Um im Bedarfsfall einer dynamischen Fütterung zügig agieren zu können, müssen die Dosierbehälter rechtzeitig eine größere Menge Substrat bevorraten. In der betrieblichen Praxis ist es eher unwahrscheinlich, dass die Befüllung zur Deckung einer Bedarfsanforderung um 05.00 Uhr passgenau mitten in der Nacht erfolgt, zumal dies mit erheblichen Lärmemissionen in den Nachtstunden zwischen 22.00 und 06.00 verbunden wäre. Wahrscheinlicher ist es daher, dass die Befüllung des Behälters am Vorabend erfolgen würde, was im Sommer zu vermehrten Atmungsverlusten und im Winter zu einem Einfrieren des Substrats führen kann.

6.6 Korrektur des Brennstoffausnutzungsgrades

Die Korrektur des Brennstoffausnutzungsgrades auf den anaerob abbaubaren Anteil stellt einen neuartigen Ansatz dar, der einen Schritt in Richtung der Vergleichbarkeit völlig unterschiedlicher Substratkonzeppte darstellt. Es konnte gezeigt werden, dass der Faktor *anaerobe Abbaubarkeit* bei Anlagen mit zwei unterschiedlichen Substraten vollständig herausgerechnet werden kann. Die Umsetzung in der Praxis hängt von der Frage ab, welches Substrat beziehungsweise welcher Brennwert angepasst wird und ob die zugrundeliegenden Fermentationsquotienten hinreichend genau bestimmbar sind. Bei der Nutzung einer Vielzahl von Substraten und einer jahreszeitlichen Variation der Inputmaterialien wie sie bei Bioabfallanlagen und landwirtschaftlichen Anlagen vorkommt, kann durch kürzere Bilanzierungszeiträume begegnet werden, die in einem zweiten Schritt zu einer Jahresbilanz akkumuliert werden. Sehr gut anaerob abbaubare Materialien die zudem einen hohen Anteil an flüchtigen Substanzen aufweisen, werden auch mit diesem Ansatz zu Fehlaussagen führen, solange keine verbesserten Methoden zur Berücksichtigung von Verlusten bei der Analyse führen. Durch SUTTER (2013) wurde beispielsweise ein Biogasertrag von 889 ml/kg_{OTS} festgestellt, der zu einem Fermentationsquotienten von 1,1 führen würde.

Der korrigierte Wert kann als anaerober Gesamtwirkungsgrad verstanden werden, der bei sorgfältiger Abstimmung von Biogasproduktion und –konversion dem Gesamtwirkungsgrad der Konversionsaggregate entspricht, solange die Anlage konstant in Grundlast betrieben wird.

Die Beschränkung des Brennwertes auf den anaerob nutzbaren Anteil stellt eine neuartige Möglichkeit dar, um sehr unterschiedliche Substratkonzeppte miteinander vergleichen zu können. Die von Weißbach etablierte Einteilung der Organik in anaerob nutzbare und nicht nutzbare Fraktionen wird hier auf das Energiepotenzial übertragen. Da Lignin im Vergleich zur abbaubaren Organik einen höheren Brennwert aufweist, muss ein Korrekturfaktor unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Brennwerte verwendet werden. Da die nicht nutzbare Organik nicht nur aus Lignin, sondern auch durch die Anwesenheit von Proteinen und Fetten gebildet wird, wird der Brennwert durch diese Stoffe ebenfalls beeinflusst. Der Umfang dieses Effekts konnte bisher nicht zuverlässig eingeschätzt werden, eine lineare Korrelation zwischen dem Fermentationsquotient und dem Brennwert des Substrats weist aber auf einen Zusammenhang hin (Abbildung 46, S.125). Die Korrektur des Brennwertes wirkt sich nur auf die Kapazitätzahl aus, weswegen substratbedingte Unterschiede bezüglich des Eigenenergiebedarfs nicht ausgeglichen werden.

Die Bestimmung und Dokumentation der FoTS erfolgte bis dato nur vom Urheber des Modells selber. Zwar sind durch eine Reihe von Veröffentlichungen zahlreiche Substrate mit entsprechenden Werten charakterisierbar, die Bestimmungsmethode ist jedoch noch nicht hinreichend genau beschrieben worden, so dass eigene Versuche zur Bestimmung der FoTS von Rasenschnitt nicht mit Ergebnissen anderer Forschergruppen abgeglichen werden können. Es ist nicht auszuschließen, dass die aus der FoTS ableitbaren Fermentationsquotienten daher größere Spannweite als von Weißbach angenommen, aufweisen. Da das Modell einer logischen Argumentation folgt, ist es wünschenswert, dass sich weitere Forschungsaktivitäten in diesem Bereich entwickeln. Alternativ ist zu prüfen ob andere Parameter ebenso geeignet sind, als Grundlage für einen Korrekturfaktor zur Beschreibung der anaeroben Abbaubarkeit zu dienen. Denkbar wären hier die Richtwerte für Biogaserträge im Verhältnis zum stöchiometrischen Biogasertrag (vgl. Kap. 3.3.1).

7 Fazit und Ausblick

Der stagnierende Anlagenzubau in Deutschland zwingt vor allem die Anlagenhersteller und Dienstleister zu einer Fokussierung auf Serviceleistungen im Anlagenbetrieb. Die in wenigen Jahren auslaufende EEG-Vergütung stellt die Anlagenbetreiber zunehmend vor die Frage, ob und wie der technische Betrieb der Biogasanlage fortgesetzt werden kann. Früher oder später werden an jeder Biogasanlage Repoweringmaßnahmen erwogen, die bis dato nicht selten eher aus dem Bauch heraus entschieden werden, als dass eine fundierte Analyse der Energiepotenziale der Anlage vorliegt. Die hier vorgestellte Methodik zur energetischen Bewertung mittels eines kennzahlbasierten Systems eröffnet eine neue Sichtweise auf den Anlagenbetrieb und ist leicht in bestehende Prozessleitsysteme und Überwachungsprogramme implementierbar. Der Quervergleich zwischen verschiedenen Anlagen ähnlicher Konzeption kann ohne Einschränkungen vorgenommen werden. Die Abstufung in die Brutto-, Netto- und Nutzenergieauskopplung erlaubt auch Anlagenvergleiche bei unterschiedlichen Wärmenutzungskonzepten. Die Richtwerte für den Brennwert von Biogassubstraten können für eine Vielzahl von Anlagen angewendet werden, da die gebräuchlichen Substratkategorien abgebildet sind. Für überschlägige Betrachtungen bei bisher nicht getesteten Substraten können auch die allgemeinen Richtwerte für Energiepflanzen und tierische Exkremente angewendet werden. Die Schwankungsbreite ist hier zwar höher, sie liegt aber immer noch deutlich unter den dokumentierten Richtwerten für Biogasausbeuten. Gegenüber den Biogasausbeuten kommt der Vorteil des Bezugs auf einen absoluten Wert zum Tragen. Im Gegensatz zu den gängigen Richtwerten, die teils wenig transparent und immer mit großem technischen und zeitlichen Aufwand gewonnen werden, stellt die Messung im Bombenkalorimeter eine einfache, schnelle und damit auch kostensparende Methode dar, die eine hohe Verbreitung und eine sehr gute Genauigkeit sowie Reproduzierbarkeit besitzt. Damit werden in der Praxis einerseits unsinnige Angaben verhindert, wenn der Richtwert der Biogasausbeute übertroffen wird. Andererseits sind Änderungen der mittleren Brennstoffausnutzungsgrade im zugehörigen Diagramm auch für Anwender leicht erkennbar. Sehr unrealistische Ausbeuten, die einen Brennstoffausnutzungsgrad größer 1 zur Folge haben, können ebenso leicht erkannt werden. Da die

Volumenstrommessung von Biogas je nach angewendetem Verfahren zudem anfällig für Störungen ist und die realen Biogasmengen in der Praxis nicht mit einer alternativen Messmethode abgeglichen werden können, ermöglicht der mittlere Brennstoffausnutzungsgrad eine robuste Plausibilitätskontrolle des Anlagenbetriebs. Die Richtwerte für die Biogasausbeute werden jedoch weiterhin für die Anlagenauslegung und für eine Routinekontrolle im Rahmen der täglichen Sichtung von Anlagenbetriebsdaten ihre Berechtigung haben.

Die flexible Stromerzeugung aus Biogas wird zu einer deutlich geringeren Effizienz des Gesamtprozesses führen. Der Effekt ist vornehmlich auf die fehlende Wärmeauskopplung zurück zu führen, ob eventuelle Ertragseinbußen negative Auswirkungen auf die Kapazitätsszahlen haben, konnte bisher nicht festgestellt werden. Da die Arbeitsausnutzung aus der Summe der genutzten Strom- und Wärmemenge resultiert, eine weitreichende Wärmenutzung mit der Flexibilisierung aber nur schwer vereinbar ist, wird der Brennstoffausnutzungsgrad von flexibel betriebenen Anlagen zwangsläufig auf einem geringen Niveau liegen.

Neben der Anwendung in der Praxis ist der Brennstoffausnutzungsgrad auch als ein Parameter in die Analyse und Optimierung von Anlagen mittels weit entwickelten Data-Envelopment-Analysis-Ansätzen integrierbar. Bei einer breiten Anwendung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades könnten zudem umfangreiche Datensätze generiert werden, die es erlauben zukünftige Anpassungen der nationalen Gesetzgebungen für Biogasanlagen auf standardisierte und transparente Effizienzparameter abzustellen.

A Anhang

A.1 Literaturverzeichnis

AGFW, 2011: AGFW-Arbeitsblatt FW 308 Zertifizierung von KWK-Anlagen. Ermittlung des KWK-Stromes, Frankfurt am Main (FW_308 A_1107) (Juli 2011).

AMON, T., B. AMON, V. KRYVORUCHKO, A. MACHMÜLLER, K. HOPFNER-SIXT, V. BODIROZA, R. HRBEK, J. FRIEDEL, E. PÖTSCH, H. WAGENTRISTL, M. SCHREINER & W. ZOLLITSCH, 2007: Methane production through anaerobic digestion of various energy crops grown in sustainable crop rotations. *Bioresource Technology* **98** (17), 3204-3212.

AMON, T., V. KRYVORUCHKO, B. AMON, V. BODIROZA, W. ZOLLITSCH & J. BOXBERGER, 2006: Biogaserzeugung aus Energiemais. *Landtechnik* **61** (2), 86-87.

ANNAMALAI, K., M. Y. IBRAHIM & J. M. SWEETEN, 1987: Experimental Studies on Combustion of Cattle Manure in a Fluidized Bed Combustor. *J. Energy Resour. Technol.* **109** (2), 49-57.

ASCHMANN, V., 2014: Wirkungsgrade und Emissionen von biogasbetriebenen Blockheizkraftwerken, Leipzig.

ASCHMANN, V. & M. EFFENBERGER, 2012: Elektrische Wirkungsgrade von biogasbetriebenen BHKW. *Landtechnik* **67** (2), 118-121.

ASUE, 2014: BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten.
http://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2014/broschueren/05_10_14_bhkw_kenndaten_leseprobe.pdf (2014).

BACHMAIER, J., 2012: Treibhausgasemissionen und fossiler Energieverbrauch landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Eine Bewertung auf Basis von Messdaten mit Evaluierung der Ergebnisunsicherheit mittels Monte-Carlo-Simulation. Dissertation, Wien.

BACHMAIER, J., M. EFFENBERGER & A. GRONAUER, 2010: Treibhausgasbilanz und Ressourcenverbrauch von Praxis-Biogasanlagen. *Landtechnik* **65** (3), 208-2012.

-
- BARCHMANN, T., E. MAUKY, M. DOTZAUER, M. STUR, S. WEINRICH, H. F. JACOBI, J. LIEBETRAU & M. NELLES, 2016: Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen - Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung. *Landtechnik* **71** (4), 233-251.
- BASERGA, U., 1998: Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen. Biogas aus organischen Reststoffen und Energiegras, Tänikon.
- BASSANI, I., P. G. KOUGIAS & I. ANGELIDAKI, 2016: In-situ biogas upgrading in thermophilic granular UASB reactor: key factors affecting the hydrogen mass transfer rate. *Bioresource Technology* **221**, 485-491.
- BATSTONE, D. J., J. KELLER, I. ANGELIDAKI, S. V. KALYUZHNYI, S. G. PAVLOSTATHIS, A. ROZZI, W. T. M. SANDERS, H. SIEGRIST & V. A. VAVILIN, 2002: The IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM). *Water Science & Technology* **45** (10), 65-73.
- Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V., 2007: Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Eine Studie über die Abwärmenutzung bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einer Leistung von 150 und 500 kWel. Bayerisches Landesamt für Umwelt, Augsburg.
- BDEW, 2016: Netto-Elektrizitätsverbrauch nach Verbrauchergruppen. (3.12). Stand 11/2016. https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten#cat/Daten%2FGrafiken%5CEnergie%20allgemein%5CEnergiedaten%5C3.%20Stromversorgung/3-12-netto-elektrizitaetsverbr-nach-verbrauchergruppen-de.
- BECK, J., 2005: Pferdemist. Problemlösung durch mechanische Aufbereitung, Kompostierung und thermische Verwertung. *Landtechnik* **60** (1), 40-41.
- BEIL, M., W. BEYRICH, U. HOLZHAMMER & T. KRAUSE, 2012: Biomethan. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow.
- BESGEN, S., K. KEMPKENS & P. SCHULZE LAMMERS, 2007: Energieumsetzung in Biogasanlagen. Ergebnisse messtechnischer Untersuchungen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. *Agricultural Engineering Research* **13** (3), 57-66.
-

-
- BIERNACKI, P., S. STEINIGEWEG, A. BORCHERT & F. UHLENHUT, 2013: Application of Anaerobic Digestion Model No. 1 for describing anaerobic digestion of grass, maize, green weed silage, and industrial glycerine. *Bioresource Technology* **127** (0), 188-194.
- BÖRJESSON, P. & M. BERGLUND, 2007: Environmental systems analysis of biogas systems - Part II: The environmental impact of replacing various reference systems. *Biomass and Bioenergy* **31** (5), 326-344.
- BOULAMANTI, A. K., S. D. MAGLIO, J. GIUNTOLI & A. AGOSTINI, 2013: Influence of different practices on biogas sustainability. *Biomass and Bioenergy* (53), 149-161.
- BUDDE, J., M. HEIERMANN, T. SUÁREZ QUIÑONES & M. PLÖCHL, 2014: Effects of thermobarical pretreatment of cattle waste as feedstock for anaerobic digestion. *Waste Management* **34** (2), 522-529.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2001: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse. Biomasseverordnung - BiomasseV. Bundesgesetzblatt I. <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/biomassev/gesamt.pdf> (21.06.2001).
- Bundesverband WindEnergie (BWE), 2012: Repowering von Windenergieanlagen. Effizienz, Klimaschutz, regionale Wertschöpfung, Berlin. https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/repowering-von-windenergieanlagen/repoweringbroschuere_2012_web.pdf (April 2012).
- BUSWELL, A. M. & W. D. HATFIELD, 1936: Anaerobic Fermentations. Bulletin No. 32, Urbana (Illinois).
- BUSWELL, A. M. & H. F. MUELLER, 1952: Mechanism of Methane Fermentation. *Ind. Eng. Chem.* **44** (3), 550-552.
- DACHS, G. & W. REHM, 2006: Der Eigenstromverbrauch von Biogasanlagen und Potenziale zu dessen Reduzierung, München.
-

DANIEL-GROMKE, J., N. RENSBERG, V. DENYSENKO, K. HILLEBRAND, K. NAUMANN, M. SCHEFTELOWITZ, D. ZIEGLER, J. WITT, M. BEIL & W. BEYRICH, 2014: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014, Leipzig.

DANIEL-GROMKE, J., N. RENSBERG, V. DENYSENKO, K. HILLEBRAND, K. NAUMANN, M. SCHEFTELOWITZ, D. ZIEGLER, J. WITT, M. BEIL & W. BEYRICH, 2015: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Mai 2015, Leipzig.

DANY, C., 2016: Biomethan - Alleskönner schwer krank. *EuroHeat&Power* **45** (7-8), 32-35.

Deutscher Bundestag, 2004: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich. EEG. 07.11.2006. Bundesgesetzblatt I **2004**, 1918-1930 (01.08.2004).

Deutscher Bundestag, 2008: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2012. Bundesgesetzblatt I, 1754. https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG2012_juris_120817.pdf (25.10.2008).

Deutscher Bundestag, 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. EEG 2014. Bundesgesetzblatt (33), 1066-1120 (21.07.2014).

DJATKOV, D., M. EFFENBERGER & M. MARTINOV, 2014: Method for assessing and improving the efficiency of agricultural biogas plants based on fuzzy logic and expert systems. *Applied Energy* **134**, 163-175.

D'JESÚS, P., N. BOUKIS, B. KRAUSHAAR-CZARNETZKI & E. DINJUS, 2006: Gasification of corn and clover grass in supercritical water. *Fuel* **85** (7-8), 1032-1038.

DMK, 2013: Ein Drittel der Maisanbaufläche für Biogas. Deutsches Maiskomitee e.V; News 11/2013. Pressemitteilung, Bonn.
<http://www.maiskomitee.de/web/intranet/news.aspx?news=f9a97b5a-51c7-4fb0-ae85-c577730c5f41> (30.10.2013).

DOHNE, E., 1980: Stromerzeugung aus Biogas. *Landtechnik* **35** (8/9), 374-376.

EDER, B. & H. SCHULZ, 2007: Biogas-Praxis. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit. Ökobuch-Verlag, Staufen bei Freiburg, 4. verbesserte Auflage.

EFFENBERGER, M., 2013: Handlungsempfehlungen zur Effizienzsteigerung an Biogasanlagen. Beispiele aus dem bayerischen Anlagenmonitoring, Leipzig.

EFFENBERGER, M., J. BACHMAIER, A. LEHNER & A. GRONAUER, 2009: Energetische Effizienz landwirtschaftlicher Biogasanlagen. In: Fachverband Biogas e.V. (Hrsg.): Biogas - Dezentral erzeugen, regional profitieren, international gewinnen, 113-120, Freising.

EFFENBERGER, M., A. BUSCHMANN, J. SCHÖBER & D. DJATKOV, 2014: Webbasierte Schwachstellenanalyse an landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Landtechnik **69** (2), 90-96.

EFFENBERGER, M., R. KISSEL, A. LEHNER & A. GRONAUER, 2008: Verfahrenstechnische Bewertung landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Auslastung und energetische Effizienz. Landtechnik **63** (5), 290-292.

Energy research Centre of the Netherlands, 2012: Phyllis 2 - Database for biomass and waste. <https://www.ecn.nl/phyllis2> (2012).

EROL, M., H. HAYKIRI-ACMA & S. KÜÇÜKBAYRAK, 2010: Calorific value estimation of biomass from their proximate analyses data. Renewable Energy **35** (1), 170-173.

ESCOSA, J. M. & L. M. ROMEO, 2009: Optimizing CO₂ avoided cost by means of repowering. Applied Energy **86** (11), 2351-2358.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), 2005: Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Eigenverlag, Gülzow.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), 2009: Biogas-Messprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich. Eigenverlag, Gülzow.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), 2013: Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Eigenverlag, Gülzow, 6., überarb. Auflage.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2014a: Basisdaten Bioenergie Deutschland 2014 (2014).

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), 2014b: Marktanalyse Nachwachsende Rohstoffe. tangram, Gülzow.

Fachverband Biogas e.V., 2014: Branchenzahlenprognose für die Jahre 2014 und 2015, Freising. [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/14-11-25_Biogas%20Branchenzahlen_Prognose_2014-2015.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/14-11-25_Biogas%20Branchenzahlen_Prognose_2014-2015.pdf) (11/2014).

Fachverband Biogas e.V., 2016: Branchenzahlen 2015 und Prognose der Branchenentwicklung 2016.
[http://biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/16-09-23_Biogas_Branchenzahlen-2015_Prognose-2016.pdf](http://biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/16-09-23_Biogas_Branchenzahlen-2015_Prognose-2016.pdf).

FISCHER, E., 2009: Zukünftige Anforderungen an die Bereitstellung von Biomassen für die Biogasproduktion. GWF-Gas-Erdgas **150** (11), 658-661.

FISCHER, E., J. POSTEL & F. EHRENDREICH, 2015a: Repowering im Biogasanlagenbestand. Einführung des Nutzungsgrades zur Bewertung von effizienzsteigernden Maßnahmen. In: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. & Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Biogas in der Landwirtschaft. Stand und Perspektiven. KTBL-Schriften-Vertrieb, Darmstadt.

FISCHER, E., J. POSTEL, J. LIEBETRAU & M. NELLES, 2015b: Wirkungs- und Nutzungsgrade der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffe und Gülle. VGB PowerTech **95** (1/2), 68-73.

FISCHER, E., A.-M. POWROSNIK & C. BEIL, 2013: Assessment of process stability and biogas yield for the anaerobic digestion of hoerse sung in lab-scale. Landtechnik **68** (4), 248-251.

FREY, J., F. GRÜSSING, H. J. NÄGELE & H. OECHSNER, 2013: Eigenstromverbrauch an Biogasanlagen senken: Der Einfluss neuer Techniken. Landtechnik **68** (1), 58-93.

FRIEDL, A., E. PADOUVAS, H. ROTTER & K. VARMUZA, 2005: Prediction of heating values of biomass fuel from elemental composition. Analytica Chimica Acta **544** (1-2), 191-198.

GEHRIG, S., 2007: Güllefreie Vergärung von Mischsubstraten aus Energiepflanzen am Beispiel der Pilotbiogasanlage Obernjesa. Sierke, Göttingen.

GERIN, P. A., F. Vliegen & J.-M. JOSSART, 2008: Energy and CO₂ balance of maize and grass as energy crops for anaerobic digestion. *Bioresource Technology* **99** (7), 2620-2627.

GRAF, F. & S. BAJOHR (Hrsg.), 2011: Biogas. Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. Oldenbourg Industrieverlag, München.

HARTMANN, J. K., 2006: Life-cycle-assessment of industrial scale biogas plants. Dissertation, Göttingen.

HAVUKAINEN, J., V. UUSITALO, A. NISKANEN, V. KAPUSTINA & M. HORTTANAINEN, 2014: Evaluation of methods for estimating energy performance of biogas production. *Renewable Energy* (66), 232-240.

HAYES, T. D., H. R. ISAACSON, J. T. PFEFFER & Y. M. LIU, 1990: In situ methane enrichment in anaerobic digestion. *Biotechnology and bioengineering* **35** (1), 73-86.

HEDEGAARD, K., K. A. THYØ & H. WENZEL, 2008: Life cycle assessment of an advanced bioethanol technology in the perspective of constrained biomass availability. *Environ Sci Technol* **21** (42), 7992-7999.

HOCHLOFF, P., N. GERHARDT, U. HOLZHAMMER & H. HAHN, 2013: Kosten und Nutzen der Flexibilisierung von kleinen Gülle-Biogasanlagen, Kassel.

HOFBAUER, H., 1997: BIOBIB - A Database for biofuels. <http://www.vt.tuwien.ac.at/biobib/> (1997).

HÖLKER, U., 2008: Gerüchteküche schließen. *BIOGAS Journal* **11** (4), 22-29.

HÖLKER, U., 2009: Nicht zu heiß vergären. *BIOGAS Journal* **12** (2), 24-27.

JANZON, R., F. SCHÜTT, S. OLDENBURG, E. FISCHER, I. KÖRNER & B. SAAKE, 2014: Steam pretreatment of spruce forest residues: Optimal conditions for biogas production and enzymatic hydrolysis. *Carbohydrate Polymers* **100**, 202-210.

KAISER, F., 2007: Einfluss der stofflichen Zusammensetzung auf die Verdaulichkeit nachwachsender Rohstoffe beim anaeroben Abbau in Biogasreaktoren. Dissertation, München.

KALSI, S. S. & K. A. SUBRAMANIAN, 2017: Effect of simulated biogas on performance, combustion and emissions characteristics of a bio-diesel fueled diesel engine. *Renewable Energy* **106**, 78-90.

KELM, M. & F. TAUBE, 2007: Energiebilanz der Biogaserzeugung aus Gras- und Maissilage. In: WRAGE, N. & J. ISSELSTEIN (Hrsg.): *Neue Funktionen des Grünlands: Ökosystem, Energie, Erholung*, 209-212.

KEYMER, U., o.J.: Biogasausbeuten verschiedener Substrate. Daten zu Gasausbeuten und Methangehalten von ca. 350 Substraten. <http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/>.

KLINKERT, V., E. BOTHENDORF, W. URBAN, B. MEYER-PRESCHER & R. BERGER, 2010: *Gasnetze der Zukunft. Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher*. Fraunhofer Verlag, Stuttgart.

KRASSOWSKI, J., J. S. GOMEZ, S. STRAUCH & E. FISCHER, 2013: Optimierung von Bioabfallanlagen. In: Fachverband Biogas e.V. (Hrsg.): *Biogas*, 195-202.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., o. J.: Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do>.

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Hrsg.), 2013: *Faustzahlen Biogas*. Eigenverlag (KTBL), Darmstadt, 3. Ausgabe.

LEHMANN, T., 2009: Biogasanlagenbau – Auf den Aufschluss kommt es an. Neue Erkenntnisse zur Bioextrusion. In: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (Hrsg.): *Band 1 - Vorträge*, 201-210, Freising.

LEHMANN, T. & E. FRIEDERICH, 2012: Lignozellulosehaltige Substrate - (k)ein Problem für Biogasanlagen? *Landtechnik* **67** (2), 114-117.

-
- LINDNER, J., S. ZIELONKA, H. OECHSNER & A. LEMMER, 2015: Effects of mechanical treatment of digestate after anaerobic digestion on the degree of degradation. *Bioresource Technology* **178**, 194-200.
- LINDORFER, H., 2007: Optimised digestion of energy crops and agricultural residues in rural biogas plants. Dissertation, Wien.
- LINDORFER, H., R. BRAUN & R. KIRCHMAYR, 2006: Self-heating of anaerobic digesters using energy crops. *Water Science & Technology* **53** (8), 159-166.
- LINKE, B., P. MÄHNERT, M. HEIERMANN & J. MUMME, 2006: Grundlagen und Verfahren der Biogasgewinnung. In: *Energietechnologie Initiative Brandenburg ETI (Hrsg.): Biogas in der Landwirtschaft. Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg*, Potsdam.
- LOHMANN, J. H., 1984: Die Aufbereitung von Biogas zur Erdgas L-Qualität - Eine Alternative zum üblichen Einsatz. *Waste Management & Research* **2** (1), 325-337.
- LUBE, T., 2007: Möglichkeiten zur Nutzung von Abwärme in Biogasanlagen. CT Salzwasser-Verlag, Bremen.
- LÜBKEN, M., M. WICHERN, M. SCHLATTMANN, A. GRONAUER & H. HORN, 2007: Modelling the energy balance of an anaerobic digester fed with cattle manure and renewable energy crops. *Water Research* **41** (18), 4085-4096.
- MÄHNERT, P., 2007: Kinetik der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen und Gülle. Dissertation, Berlin.
- MÄHNERT, P., B. LINKE & G.-R. VOLLMER, 2007: Eine Gleichung für die Biogasausbeute. *Erneuerbare Energien* **17** (6), 78-81.
- MAUKY, E., H. F. JACOBI, J. LIEBETRAU & M. NELLES, 2015: Flexible biogas production for demand-driven energy supply--feeding strategies and types of substrates. *Bioresource Technology* **178**, 262-269.
- MITTERLEITNER, H., o. J.: Inputmaterialien für die Biogaserzeugung.
-

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, 2013: Bioenergie - Möglichkeiten und Grenzen. Stellungnahme, Halle (Saale).

http://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2013_06_Stellungnahme_Bioenergie_DE.pdf (2013).

NORDLANDER, E., E. THORIN & J. YAN, 2017: Investigating the possibility of applying an ADM1 based model to a full-scale co-digestion plant. *Biochemical Engineering Journal* **120**, 73-83.

OECHSNER, H. & D. HELFFRICH, 2005: Technische Anforderungen an Biogasanlagen bei der Vergärung nachwachsender Rohstoffe. In: Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.): VDI-Fachtagung Energietechnik. VDI-Verlag, Düsseldorf.

OHLY, N., 2006: Verfahrenstechnische Untersuchungen zur Optimierung der Biogasgewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen. Dissertation.

OLSSON, H., 2016: Småskalig uppgradering. Skandinavians Biogaskonferens. BioGas2020, Trollhättan.

PATTERSON, T., S. ESTEVES, R. DINSDALE & A. GUWY, 2011: Life cycle assessment of biogas infrastructure options on a regional scale. *Bioresource Technology* **102** (15), 7313-7323.

PFEIFER, J. & I. OBERNBERGER, 2007: Technological Evaluation of an agricultural biogas chp plant as well as definition of guiding values for the improved design and operation. In: MANIATIS, K. (Hrsg.): From research to market development. 15th European Biomass Conference & Exhibition; proceedings of the international conference held in Berlin, Germany, 7 - 11 May 2007, 1864-1868. ETA-Renewable Energies, Florence.

POPOV, D., 2011: An option for solar thermal repowering of fossil fuel fired power plants. *Solar Energy* **85** (2), 344-349.

PORPATHAM, E., A. RAMESH & B. NAGALINGAM, 2008: Investigation on the effect of concentration of methane in biogas when used as a fuel for a spark ignition engine. *Fuel* **87** (8-9), 1651-1659.

-
- PÖSCHL, M., S. WARD & P. OWENDE, 2012a: Environmental impacts of biogas deployment – Part I: life cycle inventory for evaluation of production process emissions to air. *Journal of Cleaner Production* **24**, 168-183.
- PÖSCHL, M., S. WARD & P. OWENDE, 2012b: Environmental impacts of biogas deployment – Part II: life cycle assessment of multiple production and utilization pathways. *Journal of Cleaner Production* **24**, 184-201.
- RAVEENDRAN, K. & A. GANESH, 1996: Heating value of biomass and biomass pyrolysis products. *Fuel* **75** (15), 1715-1720.
- REINHOLD, G., 2005: Genau bilanzieren. Masse- und Trockensubstanzabbau in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. *Neue Landwirtschaft* (12), 68-72.
- RICHARDS, B. K., F. G. HERNDON, W. J. JEWELL, R. J. CUMMINGS & T. E. WHITE, 1994: In situ methane enrichment in methanogenic energy crop digesters. *Biomass and Bioenergy* **6** (4), 275-282.
- RÜCKAUF, H., B. LINKE & R. VOLLMER, 1988: Kinetik des anaeroben Abbaus von organischen Abprodukten zu Biogas. *Chemie Ingenieur Technik* **60** (11), 914-915.
- SANDERS, W. T. M., M. GEERINK, G. ZEEMAN & G. LETTINGA, 2000: Anaerobic hydrolysis kinetics of particulate substrates. *Water Science & Technology* **41** (3), 17-24.
- SCHEFTELOWITZ, M. & D. THRÄN, 2016: Unlocking the Energy Potential of Manure—An Assessment of the Biogas Production Potential at the Farm Level in Germany. *Agriculture* **6** (2), 20.
- SCHITTENHELM, S., 2008: Chemical composition and methane yield of maize hybrids with contrasting maturity. *European Journal of Agronomy* **29** (2), 72-79.
- SCHLATTMANN, M., 2011: Weiterentwicklung des „Anaerobic Digestion Model (ADM1)“ zur Anwendung auf landwirtschaftliche Substrate. Dissertation, München.
- SCHULZ, W. & M. HILLE, 2003: Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten, Bremen.
-

SCHUMACHER, B., 2008: Untersuchungen zur Aufbereitung und Umwandlung von Energiepflanzen in Biogas und Bioethanol. Dissertation, Hohenheim.

SHENG, C. & J. L. T. AZEVEDO, 2005: Estimating the higher heating value of biomass from basic analysis data. *Biomass and Bioenergy* **28**, 499-507.

SUTTER, R., 2013: Analyse und Bewertung der Einflussgrößen auf die Optimierung der Rohbiogasproduktion hinsichtlich der Konstanz von Biogasqualität und-menge. Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Rostock.

SUTTOR, W., 2006: Blockheizkraftwerke. Ein Leitfaden für den Anwender. Solarpraxis, Berlin, 6., aktualisierte Aufl.

SWEETEN, J. M., J. KORENBERG, W. A. LEPORI, K. ANNAMALAI & C. B. PARNELL, 1986: Combustion of cattle feedlot manure for energy production. *Energy in Agriculture* **5** (1), 55-72.

SYMONS, G. E. & A. M. BUSWELL, 1933: The Methane Fermentation of Carbohydrates. *J. Am. Chem. Soc.* **55** (5), 2028-2036.

THRÄN, D. & D. PFEIFFER, 2013: Methodenhandbuch. Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Methoden zur Bestimmung von Technologiekennwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms, Leipzig (Band 4) (2013).

TOVAR-GÓMEZ, M., J. EMILE, Michalet-Doreau & Y. BARRIÈRE, 1997: In situ degradation kinetics of maize hybrid stalks. *Animal Feed Science Technology* **68** (1-2), 77-88.

TROMMLER, M., M. DOTZAUER, T. BARCHMANN, M. LAUER, C. HENNIG, E. MAUKY, J. LIEBETRAU & D.

THRÄN, 2016: Flexibilisierung von Biogasanlagen in Deutschland. Ein Überblick zu technischen Ansätzen, rechtlichem Rahmen und Bedeutung für das Energiesystem. Hintergrundpapier, Berlin.

VAN SOEST, P. J., J. B. ROBERTSON & B. A. LEWIS, 1991: Methods for Dietary Fiber, Neutral Detergent Fiber, and Nonstarch Polysaccharides in Relation to Animal Nutrition. *J. Dairy Sci.* **74** (10), 3583-3597.

Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., 2006: Biogasanlagen Hinweise für Planung, Ausführung und Betrieb. Beuth Verlag, Berlin **27.190** (4330) (Februar 2006).

Verein Deutscher Ingenieure, 2005: Energiesysteme Kraft-Wärme-Kopplung Begriffe, Definitionen, Beispiele. Beuth Verlag, Berlin **01.040.27** (4608) (März 2005).

Verein Deutscher Ingenieure, 2014: Energiekenngößen Grundlagen - Methodik. Beuth Verlag, Berlin **01.040.27** (4661) (August 2014).

VOGTHERR, J. & H. OECHSNER, 2008: Endlager gasdicht verschließen. BIOGAS Journal **11** (1), 40-43.

WEGENER, J.-K., 2006: Treibhausgas-Emissionen in der deutschen Landwirtschaft - Herkunft und technische Minderungspotenziale unter besonderer Berücksichtigung von Biogas. Dissertation.

WEGENER, J.-K., W. LÜCKE & J. HEINZEMANN, 2007: Optimaler Verwendungszweck von Biogas unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes in Deutschland. Agricultural Engineering Research **13** (4), 129-140.

WEIßBACH, F., 2008: Zur Bewertung des Gasbildungspotenzials von nachwachsenden Rohstoffen. Landtechnik **63** (6), 356-358.

WEIßBACH, F., 2009: Ausnutzungsgrad von Nawaros bei der Biogasgewinnung. Landtechnik **64** (1), 18-21.

WEIßBACH, F., K. PARR, U. REINSORF, C. WARNKE-GURGEL & B. LOSAND, 2013: Verluste an Methanbildungspotenzial von Zuckerrübenmus in offenen Erdbecken. Landtechnik **68** (1), 50-57.

WEIßBACH, F. & C. STRUBELT, 2008: Die Korrektur des Trockensubstanzgehalts von Zuckerrübensilagen als Substrat für Biogasanlagen. Landtechnik **63** (6), 354-355.

WICHERN, M., M. LÜBKEN, K. KOCH, T. GEHRING, H. HORN, K. FISCHER, M. SCHLATTMANN & A. GRONAUER, 2008: Eignung des Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM 1) zur Prozesssteuerung landwirtschaftlicher Biogasanlagen. In: Fachagentur Nachwachsende

Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Messen, Steuern, Regeln bei der Biogaserzeugung. 15. November 2007, Convention Center, Messe Hannover, 172-194, Gülzow.

WIESE, L., 2007: Energetische, exergetische und ökonomische Evaluierung der thermochemischen Vergasung zur Stromerzeugung aus Biomasse. Dissertation, Hamburg.

WINTERBERG, R., E. FISCHER, J. POSTEL, N. RENSBERG, J. DANIEL-GROMKE, W. STINNER & H. BÖKER, 2012: Empfehlungen zur Auslegung, zum Betrieb und zur Optimierung von Biogasanlagen. Ergebnisse einer Untersuchung in der Altmark. Ergebniskurzfassung des Projekts Repowering landwirtschaftlicher Biogasanlagen in der Altmark, Biederitz, Leipzig, Stendal.

WIRTH, B. & S. HARTMANN, 2013: Die Bewertung von Wärmenutzungskonzepten für Biogasanlagen. Landtechnik **68** (3), 202-208.

YIN, C.-Y., 2011: Prediction of higher heating values of biomass from proximate and ultimate analyses. Fuel **90**, 1128-1132.

YOUNG, L. & C. C. PIAN, 2003: High-temperature, air-blown gasification of dairy-farm wastes for energy production. Energy **28** (7), 655-672.

ZEKIYILMAZOĞLU, M., A. DURMAZ & D. BAKER, 2012: Solar repowering of Soma-A thermal power plant. Energy Conversion and Management **64**, 232-237.

A.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Gegenüberstellung der installierten Leistung und des Flächenbedarfs für die Biogaserzeugung; Darstellung nach FISCHER (2009), ergänzt durch weitere Branchenzahlen (Fachverband Biogas e.V. 2016, 2014; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2014a; DMK 2013).	7
Abbildung 2	Geographische Unterschiede in Anzahl und elektrischer Nennleistung von Biogasanlagen in Deutschland auf Kreisebene (DANIEL-GROMKE et al. 2015).	9
Abbildung 3	Anstieg der Bruttoproduktion von Strom- und Wärme und der Nutzwärmeauskopplung von Anlagen zur Vor-Ort-Verstromung aus Biogas (DANIEL-GROMKE et al. 2014).	10
Abbildung 4	Auflistung von durchgeführten Optimierungsmaßnahmen an landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Ergebnis einer im Herbst 2014 durchgeführten Befragung von 866 Biogasanlagenbetreibern (FISCHER et al. 2015a).	18
Abbildung 5	Einschätzung zu weiteren Optimierungspotenzialen aus Sicht der Anlagenbetreiber, Ergebnis einer im Herbst 2014 durchgeführten Befragung von 866 Biogasanlagenbetreibern (FISCHER et al. 2015a).	19
Abbildung 6	Umfrageergebnis zur qualitativen Erfolgseinschätzung von Repoweringmaßnahmen gegliedert in die Sektoren Wirtschaftlichkeit, Emissionsreduktion und Effizienzsteigerung (Fischer et al. 2015a).	20
Abbildung 7	Beispiele zur Kategorisierung von Repoweringmaßnahmen anhand eines planvollen Vorgehens und der beabsichtigten Steigerung des Nutzungsgrades, verändert (FISCHER et al. 2015a).	22
Abbildung 8	Funktionelle Hierarchie einer Biogasanlage. Der Gesamtwirkungsgrad η_{gesamt} stellt das Produkt der Einzelwirkungsgrade ($\eta_{\text{Produktion}}$, $\eta_{\text{Verwertung}}$) der Komponenten (I) dar, die wiederum aus Baugruppen (II) und Aggregaten (III) aufgebaut sind und ihrerseits Anteil am Wirkungsgrad der Anlage haben.	25
Abbildung 9	Systemgrenze einer Prozesskette mit landwirtschaftlicher Biogasanlage zur ökobilanziellen Bewertung. Die rote Linie zeigt die Anlagengrenzen wie sie in dieser Arbeit betrachtet werden. Eigene Darstellung nach BACHMAIER (2012), ergänzt.	26
Abbildung 10	Schema der Systemgrenze zur Bilanzierung der Konversionstechnologie Eigene Darstellung nach WEGENER et al. (2007), ergänzt.	27
Abbildung 11	Ableitung eines Biogasanlagenschemas und Darstellung der Messpunkte des von PFEIFER & OBERNBERGER (2007) betrachteten Systems.	27
Abbildung 12	Verschiedene Betrachtungsgrenzen zur Bilanzierung von Biogasproduktionssystemen; Darstellung ergänzt nach (HAVUKAINEN et al. 2014).	28
Abbildung 13	Definition der Systemgrenze von Biogasanlagen zur Bilanzierung der Vor-Ort-Verstromung. Die Zahlen zeigen die erforderlichen Messpunkte, die für unterschiedliche Bilanzgrenzen in Brutto-, Netto- und Nutzenergiebilanz (Buchstaben a–c) unterschieden werden.	29
Abbildung 14	Definition der Systemgrenze zur Bilanzierung von Biomethananlagen. Die Zahlen zeigen die erforderlichen Messpunkte, die für unterschiedliche Bilanzgrenzen in Brutto-, Netto- und Nutzenergiebilanz (Buchstaben a–c) unterschieden werden.	30
Abbildung 15	Fraktionierung der unterschiedlichen Substratbestandteile und Zuordnung zu den Endprodukten Biogas und Gärrest, verändert nach WEIßBACH (2009).	45
Abbildung 16	Wirkungsgrade der gekoppelten Stromerzeugung aus Biogas im Jahr 1980 und Abschätzung erreichbarer Wirkungsgrade (Werte in Klammern), nachgezeichnet aus (DOHNE 1980).	47
Abbildung 17	Wirkungsgrade der gekoppelten Stromerzeugung aus Biogas im Jahr 2007 und Abschätzung üblicher Wirkungsgrade (Werte in Klammern), nachgezeichnet aus (WEGENER et al. 2007).	47
Abbildung 18	Grafische Darstellung eines Modells zur verfahrenstechnischen Bewertung von Biogasanlagen mittels Eingruppierung auf Basis der Parameter faulraumspezifische Leistung und Arbeitsausnutzung; (EFFENBERGER 2013).	49

Abbildung 19	Heizwertbezogene Energiebilanz einer landwirtschaftlichen 500 kW _{el} Biogasanlage mit den Hauptsubstraten Maissilage (55,7 % mas.) und Schweinegülle (34,5 % mas.), nachgezeichnet nach (PFEIFER & OBERNBERGER 2007).	51
Abbildung 20	Beispiel für die Berechnung der Heiz- bzw. Brennwerte der Standardsubstrate Rindergülle und Maissilage in Abhängigkeit vom Trockensubstanzgehalt und unter Berücksichtigung des Wasseranteils der Frischmasse (THRÄN & PFEIFFER 2013).	56
Abbildung 21	Schematische Aufteilung der Feuchtmasse in Stoffgruppen und Kennzeichnung des chemisch gebundenen Energiepotenzials, ohne Berücksichtigung von Wärmeverlusten bzw. Wärmetönung; Darstellung in Anlehnung an Weißbach (2009).	57
Abbildung 22	Wärmequellen und -senken als Einflussfaktoren auf die Wärmebilanz eines Fermenters; Darstellung nach LINDORFER (2007).	62
Abbildung 23	Verfahrenstechnische Bewertung von Biogasanlagen des Biogasmessprogramms II nach Effenberger (2013). Siehe auch BMP II, Seite 156, Abbildung 7-5.	66
Abbildung 24	Änderung der Arbeitsausnutzung an landwirtschaftlichen Biogasanlagen infolge von Repoweringmaßnahmen (EFFENBERGER 2013).	67
Abbildung 25	Bestimmung des Brennstoffausnutzungsgrades auf Basis der Kapazitätzahl K und der Arbeitsausnutzung η_A . Das Produkt der beiden Zahlen bildet die Fläche im Diagramm und gibt den Brennstoffausnutzungsgrad ω an.	69
Abbildung 26	Schematische Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades sowie der Netto- und Bruttoenergieausbeute.	71
Abbildung 27	Schematische Darstellung des Brennstoffausnutzungsgrades, der Netto- und Bruttoenergieausbeute, sowie der Strom- und Wärmeausbeute.	73
Abbildung 28	Schematische Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades bei unterschiedlicher Kapazitätzahl und Arbeitsausnutzung.	74
Abbildung 29	Grafische Ermittlung der spezifischen Wärmekapazität von Gülle und TMR (Total-Mixed-Ratio = Futterration) für Biogasanlagen nach LÜBKEN et al. (2007).	79
Abbildung 30	Darstellung von Brennwerten pflanzlicher Inputmaterialien, Gülle und Mist, sowie des Fermenterinhalts bzw. von Gärresten bei Bezug auf die Trockensubstanz.	90
Abbildung 31	Schwankungsbreite von Brennwertmessungen an pflanzlichen Inputmaterialien, Gülle und Mist, sowie von Gärsubstraten bei Bezug auf die organische Trockensubstanz.	91
Abbildung 32	Infrarotaufnahmen zur qualitativen Kontrolle des Fermenters auf Wärmeverluste. Im linken Bild hebt sich der Feststoffdosierer mit Futterresten (linke Bildseite) deutlich ab, dahinter sind Rohre und elektrische Leitungen hinter der Blechverkleidung der Fermenterwand erkennbar. Die biologische Entschwefelungskolonie ist in beiden Bildern rechts abgebildet.	93
Abbildung 33	Energieflüsse einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit einem Einzel-BHKW bei einer Leistung von 360 kW _{el} .	103
Abbildung 34	Energieflüsse einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit einem Einzel-BHKW bei einer Leistung von 537 kW _{el} .	104
Abbildung 35	Energieflüsse einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit zwei BHKW- einem Zündstrahlmotor 180 kW _{el} und einem Gas-Otto-Motor mit 370 kW _{el} – die Gesamtleistung beträgt 550 kW _{el} . Die Abwärme wird fast vollständig an einem benachbarten Landwirtschaftsbetrieb abgegeben.	106
Abbildung 36	Energieflüsse der BGA 4 mit zwei BHKW- einem Zündstrahlmotor 180 kW _{el} und einem Gas-Otto-Motor mit 350 kW _{el} – die Gesamtleistung beträgt 530 kW _{el} . Die Abwärme wird fast im Gegensatz zur BGA 3 in deutlich geringerem Umfang genutzt.	107
Abbildung 37	Modell für ein Energieflussbild auf Basis von 70 % Rindergülle und 30 % Maissilage.	110
Abbildung 38	Modell für ein Energieflussbild auf Basis von 30 % Rindergülle und 70 % Maissilage.	111

Abbildung 39	Modell für ein Energieflussbild auf Basis von 100 % Maissilage.....	112
Abbildung 40	Brennstoffausnutzungsgrade der vier untersuchten landwirtschaftlichen Biogasanlagen (schwarz) im Vergleich mit ähnlichen Biogasanlagen der Biogasmessprogramme I und II (grau) (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005, 2009).	115
Abbildung 41	Brennstoffausnutzungsgrade von Anlagen zur güllefreien Vergärung von Energiepflanzen aus dem Biogasmessprogramm II.....	117
Abbildung 42	Veränderung der Kapazitätzahl und Anlagenausnutzung bei brutto-, netto- und nutzenergiebezogene Betrachtung der Brennstoffausnutzungsgrade in den Betriebsjahren 2007-2014.....	119
Abbildung 43	Veränderung der Ausbeuten, sowie des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades der BGA 4 über die Betriebsjahre 2007-2014.	120
Abbildung 44	Änderung der Kapazitätzahl und der Arbeitsausnutzung in Abhängigkeit von der Überbauung um die zwei- bzw. dreifache Anlagenleistung. Beispielhafte Darstellung unter Verwendung der Grunddaten der vier untersuchten BGA.	121
Abbildung 45	Änderung der Bezugsbasis zur Bestimmung des anaerob abbaubaren Energiepotenzials. ...	124
Abbildung 46	Darstellung des Brennwertes als Funktion der anaeroben Abbaubarkeit. Der Achsenabschnitt wurde auf 25.600 kJ/kg _{TS} , entsprechend dem Brennwert von Lignin, festgelegt.	125
Abbildung 47	Brennstoffausnutzungsgrade der untersuchten Anlagen ohne (schwarz) bzw. mit (rot) Korrektur des Brennwertes auf den anaerob nutzbaren Anteil.	127
Abbildung 48	Die Ausnutzungsgrade der Gülle-Nawaro-Biogasanlagen aus den Biogasmessprogrammen I & II	130
Abbildung 49	Abhängigkeit der Brutto- und Nettoenergieausbeuten vom Gülleanteil des eingesetzten Substrats mit/ohne Korrektur der Brennwerte auf den anaerob abbaubaren Anteil.....	131
Abbildung 50	Änderung der Brennstoffausnutzungsgrade durch Variation des Gülleanteils. Ohne (schwarz) und mit (rot) Korrektur des Substratbrennwerts auf den anaerob abbaubaren Anteil.	132
Abbildung 51	Anpassung des Brennwertes der Gülle vom Durchschnittswert der eigenen Messungen durch Abgleich der Substrateleistungen.....	133
Abbildung 52	Effekt der rechnerischen Anpassung des Brennwertes von Gülle auf die Brutto- und Nettoenergieausbeute.....	134
Abbildung 53	Gegenüberstellung der vier untersuchten Biogasanlagen hinsichtlich der Strom- und Wärmeausbeuten und des erreichten mittleren Brennstoffausnutzungsgrads im Vergleich zu einer von PFEIFER und OBERNBERGER (2007) untersuchten Anlage.	140
Abbildung 54	Berechnung von theoretischen Ausbeuten mit Richtwerten für den Gasertrag bzw. dem stöchiometrischen Modell nach Buswell und der anaeroben Abbaubarkeit nach Weißbach. Annahme: Monovergärung von Maissilage ähnlicher Zusammensetzung (32-35 % TS; 95-96 %oTS). Die Angabe erfolgt auf Basis eines Eigenstrombedarfs von 8 % und eines Eigenwärmebedarfs von 20 %.	141
Abbildung 55	Beispielhafte Darstellung der Wärmeabnahme in einem landwirtschaftlichen Betrieb.	181

A.3 Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1 Masse- und energiebezogene Anteile der Einsatzstoffe von landwirtschaftlichen Biogasanlagen zur Vor-Ort-Verstromung. Auswertung der Ergebnisse einer bundesweiten Betreiberbefragung (n=707). (DANIEL-GROMKE et al. 2014)</i>	12
<i>Tabelle 2 Flächenbezogene Methanerträge einer auf Nachhaltigkeit angelegten Fruchtfolge (AMON et al. 2007), verändert.</i>	13
<i>Tabelle 3 Energierentabilität und Flächeneffizienz verschiedener Pfade für die Bereitstellung von Bioenergie, die Werte geben jeweils die höchsten Durchschnittswerte wieder (Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina 2013).</i>	15
<i>Tabelle 4 Vergleich von Bemessungsleistungen nach EEG 2009 und 2012 mit der Nennleistung bei Variation der Auslastung und mittlerem Eigenstrombedarf.</i>	35
<i>Tabelle 5 Mittlere Wirkungsgrade von biogasbetriebenen BHKW über mehrere Betriebsjahre und Abweichung von der Herstellerangabe (ASCHMANN & EFFENBERGER 2012).</i>	48
<i>Tabelle 6 Vergleich zwischen Heiz- und Brennwert bei der Biogaserzeugung und –nutzung. Auszug aus dem Methodenhandbuch des Förderprogramms Energetische Biomassenutzung (THRÄN & PFEIFFER 2013).</i>	54
<i>Tabelle 7 Überblick über die Eigenenergiebedarfe der im BMP 1 untersuchten Biogasanlagen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005).</i>	59
<i>Tabelle 8 Überblick über die Eigenenergiebedarfe der im BMP 2 untersuchten Biogasanlagen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009).</i>	60
<i>Tabelle 9 Überblick über weitere Studienergebnisse zum Eigenenergiebedarf von Biogasanlagen (DACHS & REHM 2006; BESGEN et al. 2007; FREY et al. 2013; DANIEL-GROMKE et al. 2014; EFFENBERGER et al. 2009)</i>	61
<i>Tabelle 10 Prozessenergie- und Hilfsstoffbedarf verschiedener Aufbereitungsverfahren zu Biomethan (GRAF & BAJOHHR 2011; KLINKERT et al. 2010; BEIL et al. 2012).</i>	64
<i>Tabelle 11 Anwendung der Berechnung von Wärmekapazitäten auf typische trockensubstanzgehalte von Gülle und Maissilage sowie der Fermenterinhalt.</i>	79
<i>Tabelle 12 Brennwertdaten von Fermenterinhalt und Gärresten.</i>	85
<i>Tabelle 13 Brennwertdaten von Gülle- und Festmistproben.</i>	86
<i>Tabelle 14 Brennwertdaten von Substratmischungen.</i>	86
<i>Tabelle 15 Brennwertdaten von pflanzlichen Materialien</i>	87
<i>Tabelle 16 Ergänzende Brennwertdaten aus der Literatur</i>	88
<i>Tabelle 17 Zusammenstellung von Brennwerten ausgewählter Einzelsubstrate und Stoffklassen.</i>	89
<i>Tabelle 18 Technische Grunddaten der vier untersuchten Biogasanlagen</i>	92
<i>Tabelle 19 Substrateinsatz der Biogasanlage 4 über einen Betriebszeitraum von acht Jahren.</i>	95
<i>Tabelle 20 Unterschiedliche Wirtschaftsdüngeranteile am Substrateinsatz von Biogasanlagen in Abhängigkeit der Leistungsklasse, nach (DANIEL-GROMKE et al. 2014).</i>	97
<i>Tabelle 21 Grunddaten von Vergleichsanlagen mit hohem Gülleanteil aus dem Biogasmessprogramm I (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005).</i>	98
<i>Tabelle 22 Grunddaten der Vergleichsanlagen des Biogasmessprogramms II mit Gülleinsatz (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009).</i>	99
<i>Tabelle 23 Grunddaten der Vergleichsanlagen des Biogasmessprogramms II ohne Gülleinsatz (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2009).</i>	99

<i>Tabelle 24</i>	<i>Produktionsdaten der Vergleichsanlagen aus den Biogasmessprogrammen I & II (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2005, 2009).</i>	<i>100</i>
<i>Tabelle 25</i>	<i>Konstante Strom- und Wärmeproduktion der Modellanlage bei Variation der Substratanteile für Rindergülle und Maissilage.</i>	<i>109</i>
<i>Tabelle 26</i>	<i>Unterschiedliche Substratmengen einer 500 kW_{el} Biogasanlage bei Gülleanteilen von 0-100 %. Die Substratleistung wird auf der Basis der Richtwerte für den Brennwert (vgl. S. 89) berechnet.</i>	<i>109</i>
<i>Tabelle 27</i>	<i>Biogasanlagenkenndaten sowie Brutto-, Netto- und Nutzenergieauskopplung im Vergleichszeitraum $T_N = 1a$.</i>	<i>114</i>
<i>Tabelle 28</i>	<i>Aggregierte Nutzenergiebilanzen der BGA 4 im Betriebszeitraum 2007-2014. Den Berechnungen liegen Monatsbilanzen für den Substrateinsatz, sowie Strom- und Wärmeauskopplung zugrunde.</i>	<i>118</i>
<i>Tabelle 29</i>	<i>Fermentationsquotienten nach WEIßBACH (2009) und Korrektur des Brennwerts auf den anaerob abbaubaren Anteil.</i>	<i>126</i>
<i>Tabelle 30</i>	<i>Ergänzung der korrigierten Substratleistungen und Energieausbeutegraden für unterschiedliche Substratmengen einer hypothetischen 500 kW_{el} Biogasanlage mit variablen Gülleanteilen von 0-100 %.</i>	<i>129</i>
<i>Tabelle 31</i>	<i>Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} zur Monofermentation von Rindergülle.</i>	<i>178</i>
<i>Tabelle 32</i>	<i>Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} bei 10 % Maisanteil und 90 % Rindergülle.</i>	<i>178</i>
<i>Tabelle 33</i>	<i>Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} bei 30 % Maisanteil und 70 % Rindergülle.</i>	<i>179</i>
<i>Tabelle 34</i>	<i>Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} bei 50 % Maisanteil und 50 % Rindergülle.</i>	<i>179</i>
<i>Tabelle 35</i>	<i>Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} bei 70 % Maisanteil und 30 % Rindergülle.</i>	<i>180</i>
<i>Tabelle 36</i>	<i>Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} zur Monofermentation von Maissilage.</i>	<i>180</i>

A.4 Thesen zur Dissertation

Analyse der Energieflüsse von Biogasanlagen und Entwicklung von Effizienzparametern für die Energiepflanzenvergärung

Von Dipl. Biotechnol. Elmar Fischer

- Landwirtschaftliche Biogasanlagen stellen Kraftwerksprozesse dar, die untereinander mit einschlägigen Methoden der Energietechnik verglichen werden können.
- Eine Aussage über Wirkungsgrade des Biogasanlagenbetriebs ist auf Basis vorhandener Bewertungsmaßstäbe wie dem Biogasertrag nicht möglich.
- Aus dem Verhältnis der Brennstoffleistung der zugeführten Biomasse zur Nennleistung der Konversionsaggregate kann eine dimensionslose Kennzahl abgeleitet werden, die einen Hinweis auf die Substratausschöpfung geben kann.
- Aus dem Verhältnis von erreichter Energieauskopplung zur theoretisch möglichen Energieauskopplung kann eine dimensionslose Kennzahl abgeleitet werden, welche die Auslastung der Konversionsanlagen beschreibt.
- Das Produkt der beiden vorgenannten dimensionslosen Kennzahlen beschreibt den mittleren Brennstoffausnutzungsgrad.
- Technische Maßnahmen zum Repowering von Bestandsanlagen können einfach kategorisiert werden, indem zwischen einer Reaktion auf betriebliche Störungen und aktiven Maßnahmen zur Verbesserung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades unterschieden wird.
- Biogasanlagen sind anhand der Funktionalitäten in zwei Hauptkomponenten einzuteilen, die den mittleren Brennstoffausnutzungsgrad der Anlage bestimmen und ihrerseits von Baugruppen und Aggregaten mit Einzelwirkungsgraden gebildet werden.
- Am Beispiel der BGA 3 kann bei der Vergärung von Maissilage und Rindergülle ein mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad von 40,0 % erreicht werden.

-
- Der Eigenstrombedarf spielt in Bezug auf das zugeführte Energiepotenzial mit 1,7-2,1 % eine untergeordnete Rolle in der Gesamtenergiebilanz.
 - Die vier untersuchten Biogasanlagen weisen ungenutzte Energiepotenziale von 27,6 bis 46,9 % im Gärrest auf.
 - Die zunehmende Flexibilisierung von Biogasanlagen birgt die Gefahr konzeptbedingte Defizite bei der Substratausnutzung und der Abwärmeverwertung aufzubauen.
 - Der Brennwert von Energiepflanzen zur Biogaserzeugung kann mit 18,2 MJ/kg_{TS} als Eingangsgröße für energetische Bilanzierungen verallgemeinert werden.
 - Tierische Exkremeate weisen aufgrund eines höheren Ascheanteils geringere Brennwerte von 17,0 MJ/kg_{TS} auf und sind insgesamt stärkeren Schwankungen unterworfen.
 - Alle Substrate zur Biogaserzeugung zeigen nach der Vergärung einen höheren oTS-spezifischen Brennwert auf, was durch den verbleibenden Ligninanteil erklärt werden kann.
 - Der Brennwert von Energiepflanzen zur Biogaserzeugung lässt sich als Funktion des Fermentationsquotienten ausdrücken und ermöglicht so eine überschlägige Einschätzung des Energiepotenzials.
 - Der anaerob abbaubare Anteil kann zur Korrektur des Brennwertes der Substrate verwendet werden.
 - Durch die zweistufige Korrektur des Brennwertes auf den anaerob abbaubaren Anteil wird erstmalig eine direkte Vergleichsmöglichkeit für Biogasanlagen mit unterschiedlichen Substratkonzepten geschaffen.

A.5 Daten

A.5.1 Brennwertdaten

Herkunft	Art	Probenbezeichnung	Brennwert Hs[kJ/ oTS [%TS]	Brennwert H	Probennumr	Quelle
eigene	Gärsubstrat	Fermenterinhalt	16.860	74,19	22.725	BK-14-0569
eigene	Gärsubstrat	Gärrestager 2, getrocknet (Zulauf aus Nachgärer)	16.630	78,99	21.053	BK-14-0570
eigene	Gärsubstrat	Gärrestager 2, getrocknet (Zulauf aus Nachgärer)	16.350	74,62	21.911	BK-14-0624
eigene	Gärsubstrat	Fermenterinhalt, getrocknet	16.910	79,10	21.378	BK-14-0625
eigene	Gärsubstrat	B GRL 25.09.	16.540	71,64	23.088	BK-14-1084
eigene	Gärsubstrat	C Lagune 25.09.	16.140	69,71	23.153	BK-14-1085
eigene	Gärsubstrat	D Fermenter alt 25.09.	16.760	72,18	23.220	BK-14-1086
eigene	Gärsubstrat	G Fermenter 25.09.	17.240	76,71	22.474	BK-14-1088
eigene	Gärsubstrat	F Hydrolyse	18.500	80,37	23.019	BK-14-1089
eigene	Gärsubstrat	Hydrolysat	28.380	76,14	37.273	BK-15-0086
eigene	Gärsubstrat	Nachgärer	17.020	n.b.		
eigene	Gärsubstrat	Reaktorinhalt R4.10 Monofermentation Pferdemist	13.080	n.b.		
eigene	Gärsubstrat	Reaktorinhalt, R4.8 Monofermentation Rasenschnitt	15.350	n.b.		
eigene	Gülle/Mist	Frischgülle (Güllelager)	18.130	82,54	21.965	BK-14-0568
eigene	Gülle/Mist	Rinderfestmist (Stall)	17.140	84,31	20.330	BK-14-0623
eigene	Gülle/Mist	Rindermist (siloplatte)	17.220	86,58	19.889	BK-14-0919
eigene	Gülle/Mist	Rindergülle (Grube)	15.150	70,17	21.590	BK-14-0923
eigene	Gülle/Mist	Schweinegülle Ferkel	16.140	62,11	25.986	BK-14-0924
eigene	Gülle/Mist	Schweinegülle Mast	14.140	58,85	24.027	BK-14-0925
eigene	Gülle/Mist	Schweinegülle Mast	14.590	64,32	22.683	BK-14-0926
eigene	Gülle/Mist	Festmist Feld 25.09.	17.670	80,03	22.079	BK-14-1082
eigene	Gülle/Mist	A Gülle 25.09.	17.880	79,19	22.579	BK-14-1083
eigene	Gülle/Mist	Rindergülle	18.040	74,43	24.237	BK-15-0087
eigene	Gülle/Mist	Rinderfestmist getr. gem.	18.140	87,55	20.720	BK-15-0091
eigene	Gülle/Mist	Festmist Milchvieh	18.620	82,57	22.551	BK-15-0098
eigene	Gülle/Mist	Rindergülle Bullenmast	18.070	81,86	22.075	BK-15-0103
eigene	Gülle/Mist	Pferdemist frisch	14.960	n.b.		BK-7-11-0324
eigene	Pflanzliche Stoff	Gerstenschrot, Siloplatte; Zustand: sehr alt	18.050	80,90	22.311	BK-14-0571
eigene	Pflanzliche Stoff	Luzerne Anschnittsilo (Abdecke)	17.890	85,47	20.931	BK-14-0572
eigene	Pflanzliche Stoff	Maissilage Siloplatte	18.970	97,53	19.450	BK-14-0621
eigene	Pflanzliche Stoff	Maissilage Fahrsilo (Abdecke)	19.080	91,89	20.764	BK-14-0622
eigene	Pflanzliche Stoff	Zuckerrübe (Zuckerrübenschnittzel Fahrsilo)	16.320	87,71	18.607	BK-14-0920
eigene	Pflanzliche Stoff	Roggen-GPS	18.320	89,19	20.540	BK-14-0921
eigene	Pflanzliche Stoff	Maissilage Dosierbehälter	18.420	96,66	19.056	BK-14-0922
eigene	Pflanzliche Stoff	Restfutter Stall	18.260	91,88	19.874	BK-14-0927
eigene	Pflanzliche Stoff	Maissilage 25.09.	18.330	96,41	19.013	BK-14-1080
eigene	Pflanzliche Stoff	Luzerne 25.09.	17.710	85,33	20.755	BK-14-1081
eigene	Pflanzliche Stoff	Maissilage getr. gem.	18.360	96,10	19.104	BK-15-0088
eigene	Pflanzliche Stoff	Getreide GPS getr. gem.	18.760	97,44	19.253	BK-15-0089
eigene	Pflanzliche Stoff	Grassilage getr. gem.	18.790	91,75	20.480	BK-15-0090
eigene	Pflanzliche Stoff	Maissilage Silo innen	18.180	96,99	18.744	BK-15-0097
eigene	Pflanzliche Stoff	Maissilage Abraum	18.420	97,31	18.929	BK-15-0099
eigene	Pflanzliche Stoff	Getreidekorn geschrotet	18.290	97,92	18.678	BK-15-0100
eigene	Pflanzliche Stoff	Grassilage Silo innen	18.360	93,01	19.740	BK-15-0101
eigene	Pflanzliche Stoff	Grassilage Abraum	18.390	90,90	20.231	BK-15-0102
eigene	Pflanzliche Stoff	Roggen GPS getr.gem.	17.930	93,35	19.206	BK-15-0104
eigene	Pflanzliche Stoff	Maissilage getr.gem.	17.990	95,80	18.779	BK-15-0105
eigene	Pflanzliche Stoff	Rasenschnitt Sportplatz	18.230	85,33	21.364	BK-7-11-0302
eigene	Sonstige	BGA-1 Substratmischung aus Rindergülle und Futterresten	17.629	84,69	20.816	
eigene	Sonstige	BGA-1 Gärrest	15.920	70,20	22.678	
eigene	Sonstige	BGA-2 Substratmischung aus Rindergülle und versch. NawaRo	17.917	91,40	19.603	
eigene	Sonstige	BGA-2 Gärrest,	16.672	71,26	23.396	
eigene	Sonstige	BGA-3 Substratmischung aus Rindergülle, Mais- und Grassilage	18.397	91,83	20.034	
eigene	Sonstige	BGA-3 Gärrest	16.902	72,83	23.207	
Literatur	Gärsubstrat	Gärrest***	15.910	69,92	22.755	(Pfeifer Ober
Literatur	Gärsubstrat	Gärrest**	18.693			(Sutter, 2013)
Literatur	Gülle/Mist	cattle manure, fresh (#1882), Hs berechnet*	18.012	84,13	21.410	ECN #1882 (Friedl et al., 2013)
Literatur	Gülle/Mist	cattle manure, fresh (#1886), Hs berechnet*	14.530	57,66	25.199	ECN #1886 (Friedl et al., 2013)
Literatur	Gülle/Mist	cow manure (#2782), Hs berechnet*	17.915	91,04	19.678	ECN #2782 (Friedl et al., 2013)
Literatur	Gülle/Mist	Pferdemist****	20.400			(Beck, 2005)
Literatur	Gülle/Mist	Schweinegülle***	16.340	66,20	24.683	(Pfeifer Ober
Literatur	Pflanzliche Stoff	Phyllis, corn silage (#2795), Hs berechnet*	17.303	97,46	17.754	ECN #2795 (Friedl et al., 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Maize (#401), Hs berechnet*	17.663	91,50	19.304	ECN #401 (Friedl et al., 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Maize (#533), Hs berechnet*	19.091	97,31	19.619	ECN #533 (Friedl et al., 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Maize (#534), Hs berechnet*	18.008	94,71	19.014	ECN #534 (Friedl et al., 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Maissilage**	18.412	96,70	19.040	S-V.1 (Sutter, 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Gerste**	18.255	98,10	18.609	S-V.13 (Sutter, 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Getreide Mix**	17.745			S-V.13 (Sutter, 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	GPS**	18.405			S-V.7 (Sutter, 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Triticale**	17.788	98,30	18.096	(Sutter, 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Roggen**	18.050	97,90	18.437	(Sutter, 2013)
Literatur	Pflanzliche Stoff	Maissilage***	18.040	95,24	18.942	(Pfeifer Ober
Literatur	Pflanzliche Stoff	Grassilage**	17.389			(Sutter, 2013)

A.5.2 Daten der Energieflussanalyse

BGA 1

Punkt	Beschreibung	kWh/d	% von Hs-Input
1	chemische Energie Substrate	49.732	100,0%
2	therm. Energie Substrat	4.484	9,0%
18	Eigenwärmebedarf ges.	3.639	7,3%
14	Eigenstrom ges	851	1,7%
6	chemische Energie im Gärrest	23.347	46,9%
8	therm. Energie im Gärrest	4.212	8,5%
9	therm. Energie im Biogas	209	0,4%
9a	Wärmeverlsute+sonstige	386	0,8%
xx	chemische Biogasenergie ges	26.385	53,1%
	chemische Biogasenergie verwertet	20.531	41,3%
5a	chem. Biogasenergie großes BHKW	20.531	41,3%
10	Mikrobiologische Wärmefreisetzung ca. 4%	1.989	4,0%
15	Nettostromges	6.419	12,9%
15x	Bruttostrom ges	7.271	14,6%
15b	Bruttostrom großes BHKW	7.271	14,6%
16xx	Bruttowärme	8.554	17,2%
16x	Bruttowärme großes BHKW	8.554	17,2%
11	Verluste Leckagen, Fackel	3.929	7,9%
16	Nutzwärme ges	3.183	6,4%
19	Fortwärme	1.732	3,5%
20	Konversionsverluste BHKW groß	4.706	9,5%

BGA 2

Punkt	Beschreibung	kWh/d	% von Hs-Input
1	chemische Energie Substrate	52.956	100,0%
2	therm. Energie Substrat	2.534	4,8%
18	Eigenwärmebedarf ges.	3.482	6,6%
14	Eigenstrom ges	882	1,7%
6	chemische Energie im Gärrest	14.734	27,8%
8	therm. Energie im Gärrest	2.017	3,8%
9	therm. Energie im Biogas	529	1,0%
9a	Wärmeverluste	1.442	2,7%
xx	chemische Biogasenergie ges	38.222	72,2%
	chemische Biogasenergie verwertet	30.791	58,1%
5a	chem. Biogasenergie großes BHKW	30.791	58,1%
10	Mikrobiologische Wärmefreisetzung ca. 4%	2.118	4,0%
15	Nettostromges	11.337	21,4%
15x	Bruttostrom ges	12.219	23,1%
15b	Bruttostrom großes BHKW	12.219	23,1%
16xx	Bruttowärme	10.268	19,4%
16x	Bruttowärme großes BHKW	10.268	19,4%
11	Verluste Leckagen, Fackel	5.301	10,0%
16	Nutzwärme ges	104	0,2%
19	Fortwärme	6.682	12,6%
20	Konversionsverluste BHKW groß	8.305	15,7%

BGA 3

Punkt	Beschreibung	kWh/d	% von Hs-Input
1	chemische Energie Substrate	49.640	100,0%
2	therm. Energie Substrat	630	1,3%
18	Eigenwärmebedarf ges.	3.260	6,6%
14	Eigenstrom ges	997	2,0%
6	chemische Energie im Gärrest	13.678	27,6%
8	therm. Energie im Gärrest	2.322	4,7%
9	therm. Energie im Biogas	346	0,7%
9b	therm. Energie im Biogas kleines BHKW	110	0,2%
9c	therm. Energie im Biogas großes BHKW	236	0,5%
9a	Wärmeverlute + Sonstige	1.213	2,4%
xx	chemische Biogasenergie ges	35.962	72,4%
4a und 5a	chemische Biogasenergie verwertet	30.791	62,0%
4a	chem. Biogasenergie kleines BHKW	9.761	19,7%
5a	chem. Biogasenergie großes BHKW	21.030	42,4%
	Zündöl, HEIZWERT	1.077	2,2%
21	Zündöl Brennwert	1.195	2,4%
10	Mikrobiologische Wärmefreisetzung ca. 4%	1.986	4,0%
15	Nettostromges	11.895	24,0%
15x	Bruttostrom ges	12.892	26,0%
15a	Bruttostrom kleines BHKW	4.396	8,9%
15b	Bruttostrom großes BHKW	8.496	17,1%
	Bruttowärme	11.992	24,2%
16y	Bruttowärme kleines BHKW	4.089	8,2%
16x	Bruttowärme großes BHKW	7.903	15,9%
11	Verluste Leckagen, Fackel	1.147	2,3%
16	Nutzwärme ges	9.017	18,2%
19	Fortwärme	- 285	-0,6%
13	Konversionsverluste BHKW klein	2.470	5,0%
20	Konversionsverluste BHKW groß	4.632	9,3%
	Konversionsverluste gesamt inkl. Brennwert	7.102	14,3%

A.5.3 Anlagendaten Biogasmessprogramm I

Bilanzierung Nutzenergien

	BMP 1-09	BMP 1-10	BMP 1-26	BMP 1-31
el. Nennleistung [kW]	85	220	75	373
th. Nennleistung [kW]	114	213	138	356
Substratleistung [kW]	456	1.743	243	1.545
Nettostrommenge [kWh]	576.019	1.756.705	381.707	2.050.739
Nutzwärmemenge [kWh]				
Kapazitätzahl K [-]	0,44	0,25	0,88	0,47
theor. el.+ th. Arbeit [kWh]	1.743.240	3.793.080	1.865.880	6.386.040
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,33	0,46	0,20	0,32
mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad	0,144	0,115	0,179	0,152
Strombezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,33	0,46	0,20	0,32
Wärmebezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,00	0,00	0,00	0,00
mittl. BSAG Nutzenergie, strombezogen	0,144	0,115	0,179	0,152
mittl. BSAG Nutzenergie, wärmebezogen	0,000	0,000	0,000	0,000

Bilanzierung produzierte Nettoenergien

Nettostrommenge [kWh]	576.019	1.756.705	381.707	2.050.739
Nettowärmemenge [kWh]	116.166	1.173.204	519.156	160.688
Kapazitätzahl K [-]	0,44	0,25	0,88	0,47
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	1.743.240	3.793.080	1.865.880	6.386.040
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,40	0,77	0,48	0,35
mittlere Nettoenergieausbeute	0,173	0,192	0,423	0,163

Bilanzierung produzierte Bruttoenergien

Bruttostrommenge [kWh]	583.015	1.789.920	413.550	2.114.164
Bruttowärmemenge [kWh]	781.926	1.732.968	760.932	2.017.808
Kapazitätzahl K [-]	0,44	0,25	0,88	0,47
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	1.743.240	3.793.080	1.865.880	6.386.040
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,78	0,93	0,63	0,65
mittlere Bruttoenergieausbeute	0,341	0,231	0,552	0,305

Bilanzierung Nutzenergien

	BMP 1-32	BMP 1-33	BMP 1-38	BMP 1-39
el. Nennleistung [kW]	806	55	250	480
th. Nennleistung [kW]	814	64	318	445
Substratleistung [kW]	5.381	286	1.874	1.736
Nettostrommenge [kWh]	5.574.728	364.769	2.009.989	2.034.584
Nutzwärmemenge [kWh]				
Kapazitätzahl K [-]	0,30	0,42	0,30	0,53
theor. el.+ th. Arbeit [kWh]	14.191.200	1.042.440	4.975.680	8.103.000
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,39	0,35	0,40	0,25
mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad	0,118	0,146	0,122	0,134
Strombezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,39	0,35	0,40	0,25
Wärmebezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,00	0,00	0,00	0,00
mittl. BSAG Nutzenergie, strombezogen	0,118	0,146	0,122	0,134
mittl. BSAG Nutzenergie, wärmebezogen	0,000	0,000	0,000	0,000

Bilanzierung produzierte Nettoenergien

Nettostrommenge [kWh]	5.574.728	364.769	2.009.989	2.034.584
Nettowärmemenge [kWh]	1.940.936	117.095	1.765.218	767.120
Kapazitätzahl K [-]	0,30	0,42	0,30	0,53
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	14.191.200	1.042.440	4.975.680	8.103.000
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,53	0,46	0,76	0,35
mittlere Nettoenergieausbeute	0,159	0,192	0,230	0,184

Bilanzierung produzierte Bruttoenergien

Bruttostrommenge [kWh]	5.665.374	370.700	2.044.750	2.088.895
Bruttowärmemenge [kWh]	5.721.606	431.360	2.600.922	1.936.580
Kapazitätzahl K [-]	0,30	0,42	0,30	0,53
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	14.191.200	1.042.440	4.975.680	8.103.000
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,80	0,77	0,93	0,50
mittlere Bruttoenergieausbeute	0,242	0,320	0,283	0,265

A.5.4 Anlagendaten Biogasmessprogramm II

Bilanzierung Nutzenergien

	BMP 2-10	BMP 2-11	BMP 2-12	BMP 2-13
el. Nennleistung [kW]	505	48	530	200
th. Nennleistung [kW]	545	45	644	216
Substratleistung [kW]	2.220	332	3.034	1.016
Nettostrommenge [kWh]	4.083.137	366.396	3.168.425	1.329.584
Nutzwärmemenge [kWh]	740.480	0	0	1.030.692
Kapazitätzahl K [-]	0,47	0,28	0,39	0,41
theor. el.+ th. Arbeit [kWh]	9.198.000	814.680	10.284.240	3.644.160
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,52	0,45	0,31	0,65
mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad	0,248	0,126	0,119	0,265
Strombezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,44	0,45	0,31	0,36
Wärmebezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,08	0,00	0,00	0,28
mittl. BSAG Nutzenergie, strombezogen	0,210	0,126	0,119	0,149
mittl. BSAG Nutzenergie, wärmebezogen	0,038	0,000	0,000	0,116

Bilanzierung produzierte Nettoenergien

Nettostrommenge [kWh]	4.083.137	366.396	3.168.425	1.329.584
Nettowärmemenge [kWh]	3.643.196	294.525	3.056.424	1.269.460
Kapazitätzahl K [-]	0,47	0,28	0,39	0,41
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	9.198.000	814.680	10.284.240	3.644.160
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,84	0,81	0,61	0,71
mittlere Nettoenergieausbeute	0,397	0,227	0,234	0,292

Bilanzierung produzierte Bruttoenergien

Bruttostrommenge [kWh]	4.320.780	398.256	3.443.940	1.445.200
Bruttowärmemenge [kWh]	4.663.020	373.365	4.184.712	1.560.816
Kapazitätzahl K [-]	0,47	0,28	0,39	0,41
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	9.198.000	814.680	10.284.240	3.644.160
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,98	0,95	0,74	0,82
mittlere Bruttoenergieausbeute	0,462	0,265	0,287	0,338

Bilanzierung Nutzenergien

	BMP 2-28	BMP 2-47	BMP 2-48	BMP 2-50
el. Nennleistung [kW]	1.250	2.128	526	240
th. Nennleistung [kW]	1.384	2.208	519	270
Substratleistung [kW]	2.405	4.897	1.658	769
Nettostrommenge [kWh]	4.995.828	9.080.091	3.572.636	1.741.464
Nutzwärmemenge [kWh]	1.128.088	1.196.728	456.612	524.888
Kapazitätzahl K [-]	1,10	0,89	0,63	0,66
theor. el.+ th. Arbeit [kWh]	23.073.840	37.983.360	9.154.200	4.467.600
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,27	0,27	0,44	0,51
mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad	0,291	0,240	0,277	0,337
Strombezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,22	0,24	0,39	0,39
Wärmebezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,05	0,03	0,05	0,12
mittl. BSAG Nutzenergie, strombezogen	0,237	0,212	0,246	0,259
mittl. BSAG Nutzenergie, wärmebezogen	0,054	0,028	0,031	0,078

Bilanzierung produzierte Nettoenergien

Nettostrommenge [kWh]	4.995.828	9.080.091	3.572.636	1.741.464
Nettowärmemenge [kWh]	4.327.403	7.339.392	3.247.902	1.707.480
Kapazitätzahl K [-]	1,10	0,89	0,63	0,66
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	23.073.840	37.983.360	9.154.200	4.467.600
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,40	0,43	0,75	0,77
mittlere Nettoenergieausbeute	0,443	0,383	0,469	0,512

Bilanzierung produzierte Bruttoenergien

Bruttostrommenge [kWh]	5.550.920	9.869.664	3.982.872	1.833.120
Bruttowärmemenge [kWh]	6.145.979	10.240.704	3.929.868	2.062.260
Kapazitätzahl K [-]	1,10	0,89	0,63	0,66
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	23.073.840	37.983.360	9.154.200	4.467.600
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,51	0,53	0,86	0,87
mittlere Bruttoenergieausbeute	0,555	0,469	0,545	0,578

Bilanzierung Nutzenergien

	BMP 2-51	BMP 2-52	BMP 2-55
el. Nennleistung [kW]	530	530	526
th. Nennleistung [kW]	522	522	519
Substratleistung [kW]	1.617	1.641	1.383
Nettostrommenge [kWh]	4.029.077	3.930.798	2.747.251
Nutzwärmemenge [kWh]	905.788	1.030.692	68.796
Kapazitätzahl K [-]	0,65	0,64	0,76
theor. el.+ th. Arbeit [kWh]	9.215.520	9.215.520	9.154.200
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,54	0,54	0,31
mittlerer Brennstoffausnutzungsgrad	0,348		0,232
Strombezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,44	0,43	0,30
Wärmebezogene Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,10	0,11	0,01
mittl. BSAG Nutzenergie, strombezogen	0,284	0,273	0,227
mittl. BSAG Nutzenergie, wärmebezogen	0,064	0,072	0,006

Bilanzierung produzierte Nettoenergien

Nettostrommenge [kWh]	4.029.077	3.930.798	2.747.251
Nettowärmemenge [kWh]	3.517.758	3.432.672	2.229.624
Kapazitätzahl K [-]	0,65	0,64	0,76
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	9.215.520	9.215.520	9.154.200
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,82	0,80	0,54
mittlere Nettoenergieausbeute	0,533	0,512	0,411

Bilanzierung produzierte Bruttoenergien

Bruttostrommenge [kWh]	4.268.090	4.181.700	2.950.860
Bruttowärmemenge [kWh]	4.203.666	4.118.580	2.911.590
Kapazitätzahl K [-]	0,65	0,64	0,76
theoret. el.+ th. Arbeit [kWh]	9.215.520	9.215.520	9.154.200
Arbeitsausnutzung n(A) [-]	0,92	0,90	0,64
mittlere Bruttoenergieausbeute	0,598	0,577	0,484

A.5.5 Anlagenmodelle

Rindergülle Monofermentation

Tabelle 31 Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} zur Monofermentation von Rindergülle.



Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Rindergülle mit Futterresten, 10% TM	10,0	80,0	380,0	30,4	55,0	65.540	100,0	0,00	0,00
Summe						65.540	100		0,00
Gewogenes Mittel	10,0	80,0	380,0		55,0				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 500,0 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

10 % Maissilage – 90 % Rindergülle

Tabelle 32 Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} bei 10 % Maisanteil und 90 % Rindergülle.



Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	4.170	10,0	35,00	145.950,00
Rindergülle mit Futterresten, 10% TM	10,0	80,0	380,0	30,4	55,0	37.500	90,0	0,00	0,00
Summe						41.670	100		145.950,00
Gewogenes Mittel	12,5	84,2	465,3		53,7				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 499,9 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

30 % Maissilage – 70 % Rindergülle

Tabelle 33 Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} bei 30 % Maisanteil und 70 % Rindergülle.

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	7.230	30,0	35,00	253.050,00
Rindergülle mit Futterresten, 10% TM	10,0	80,0	380,0	30,4	55,0	16.900	70,0	0,00	0,00
Summe						24.130	100		253.050,00
Gewogenes Mittel	17,5	89,0	552,8		52,7				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 499,6 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

50 % Maissilage – 50 % Rindergülle

Tabelle 34 Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} bei 50 % Maisanteil und 50 % Rindergülle.

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	8.490	50,0	35,00	297.150,00
Rindergülle mit Futterresten, 10% TM	10,0	80,0	380,0	30,4	55,0	8.490	50,0	0,00	0,00
Summe						16.980	100		297.150,00
Gewogenes Mittel	22,5	91,7	597,6		52,4				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 500,8 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

70 % Maissilage – 30 % Rindergülle

Tabelle 35 Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} bei 70 % Maisanteil und 30 % Rindergülle.

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat-preis €/t FM	Substrat-kosten €/a
	% i.d. Frisch-masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	9.160	69,9	35,00	320.600,00
Rindergülle mit Futterresten, 10% TM	10,0	80,0	380,0	30,4	55,0	3.950	30,1	0,00	0,00
Summe						13.110	100		320.600,00
Gewogenes Mittel	27,5	93,4	624,6		52,2				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 499,8 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

Maissilage Monofermentation

Tabelle 36 Berechnung der Substratmengen nach KTBL für eine Anlage mit 500 kW_{el} zur Monofermentation von Maissilage.

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat-preis €/t FM	Substrat-kosten €/a
	% i.d. Frisch-masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	9.750	100,0	35,00	341.250,00
Summe						9.750	100		341.250,00
Gewogenes Mittel	35,0	95,0	650,0		52,0				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 499,9 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

A.5.6 Wärmenutzungskonzept BGA 4

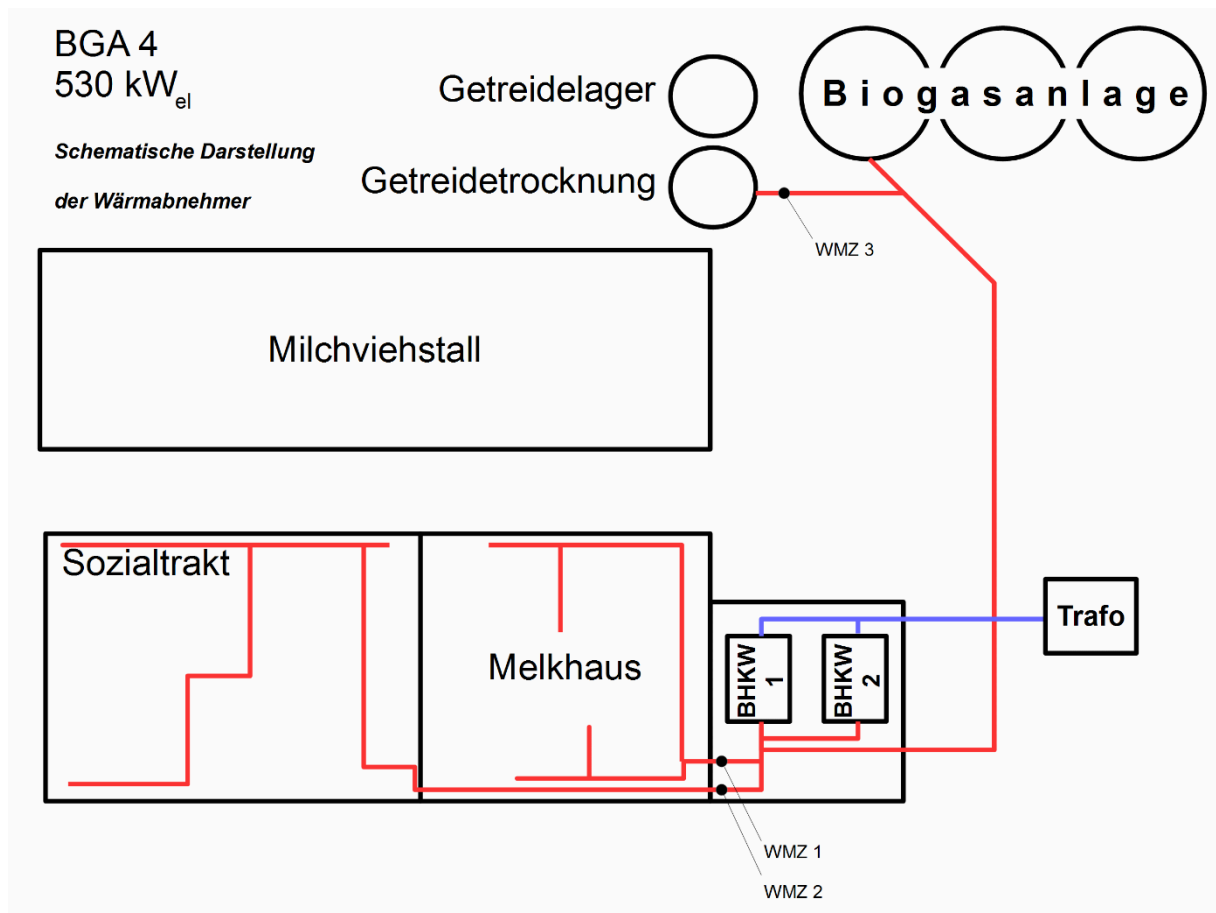


Abbildung 55 Beispielhafte Darstellung der Wärmeabnahme in einem landwirtschaftlichen Betrieb.